



DOSSIER ENERGÉTICO

06 PANAMÁ



Prólogo

Esta publicación forma parte de una serie de monografías producidas por la División de Energía del Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente de la Vicepresidencia de Sectores y Conocimiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) como un bien público regional, destinado a incrementar el acervo de conocimiento sobre las características y el funcionamiento del Sector Energía en los países de América Latina y el Caribe (LAC).

Es un primer paso en un proyecto que debe culminar en libros que organicen los países de acuerdo con las subregiones en las que el BID agrupa a los países de LAC. El propósito de publicar cada país por separado es obtener retroalimentación del análisis descriptivo que se hace, tanto de autoridades locales, como de académicos y el público lector en general.

Las críticas y observaciones se pueden hacer llegar a los autores por vía electrónica a la siguiente dirección: ramones@iadb.org

Las fuentes de información se hacen explícitas y la responsabilidad de su utilización e interpretación es exclusiva de los autores de estas monografías.

Los autores queremos agradecer el apoyo incondicional que hemos tenido de nuestros supervisores en el Banco Interamericano de Desarrollo: el Jefe de la División de Energía, Leandro Alves; el Gerente del Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente, Alexandre Rosa; y el Vicepresidente de Sectores y Conocimiento, Santiago Levy.

Esperamos que esta contribución al conocimiento regional sea de utilidad,

Ramón Espinasa

Lenin Balza

Carlos Hinestrosa

Carlos Sucre

Sergio Guerra

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial o personal no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2013 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Banco Interamericano de Desarrollo
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, DC 20577 USA

Introducción

Este Dossier Energético es parte de una serie que incluye todos los países de América Latina y el Caribe (LAC) miembros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Las publicaciones se harán en forma secuencial agrupadas de acuerdo a las regiones geográficas en las que se organiza el BID, en el siguiente orden: países del Istmo Centroamericano y República Dominicana (CID); países Andinos (CAN); países del Cono Sur (CSC); y países del Caribe (CCB).

El Dossier de cada país tiene dos componentes: los Flujos de Energía y la Descripción de la Organización Industrial y del Marco Institucional del sector energético. Para ambos componentes se presenta primero la descripción más reciente y después la evolución histórica.

En el caso de los Flujos de Energía, la información se toma de los balances energéticos que produce para casi todos los países del mundo la Agencia Internacional de Energía (AIE). Usar una única fuente permite la comparación entre países y el análisis a lo largo del tiempo sin distorsiones metodológicas. A partir de esta información se producen los flujos esquemáticos que se usan para describir el sector energético de cada país en un período determinado.

La 'foto' más reciente con información de la AIE es la de 2009. Si bien con cierto rezago, para asegurar la consistencia entre países, esta matriz refleja bien la situación actual, dado que las matrices energéticas cambian muy lentamente. Después se analiza la evolución histórica de la matriz desde 1971 hasta 2008, dividido en cuatro períodos: 1971-74; 1984-87; 1999-02; y 2005-08.

La razón por la que se toma el promedio de cuatro años en el quiebre entre períodos es para neutralizar el impacto distorsionador que pudieran tener eventos sobrevenidos de carácter natural, económico o político en un año puntual. La unidad de medida para los flujos de energía es miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), una transformación sencilla de la unidad de medida que utiliza la AIE, toneladas equivalentes de petróleo por año.

Para la descripción de la Organización Industrial y el Marco Regulatorio, el trabajo es más complejo, en la medida que no se cuenta con una única fuente de información común. Aun cuando todos los países se presentan bajo un mismo esquema descriptivo, el trabajo de recabar la información básica fue ad-hoc por país.

Además de la información pública de las distintas agencias y organismos, se recurrió a textos legales, publicaciones académicas e información de prensa. Más allá de la descripción del sector en forma estricta, se busca vincularlo a la evolución política del país, lo cual hace la lectura más amena y le da un claro sentido a los cambios institucionales.

ÍNDICE

1. Guía de acrónimos.....	05
3. Sector energético Actual.....	08
a. Matriz energética de 2009.....	09
b. Organización institucional del sector energético.....	18
i. Formulación de políticas del sector energético.....	21
ii. Regulador.....	22
iii. Sub-sector eléctrico.....	26
iv. Sub-sector hidrocarburos.....	31
4. Evolución histórica del sector energético.....	32
a. Evolución de la matriz energética.....	33
i. 1971-1974.....	34
ii. 1984-1987.....	38
iii. 1999-2002.....	42
iv. 2005-2008.....	46
b. Evolución institucional del sector energético.....	50
i. Principales reformas.....	52
ii. Transición política y liberalización petrolera.....	54
iii. Reformas profundas en el sector eléctrico.....	56
iv. Privatización del IRHE.....	60
v. Fortalecimiento institucional y subsidios eléctricos.....	62
vi. Política nacional de hidrocarburos: decreto N° 36.....	63
vii. Precios de los combustibles: Intentos de mitigación de la volatilidad.....	65
viii. El estado empresario y regulador en el mercado eléctrico.....	66
viii. El estado empresario y regulador en el mercado eléctrico.....	66
ix. Centralizando las políticas: Secretaría Nacional de Energía.....	67
x. Tercera reforma a la ley marco: misión, reducción de tarifas eléctricas.....	68
xi. 2011: Reformas de importancia.....	70

GUÍA DE ACRÓNIMOS

ACP	Autoridad del Canal de Panamá
ASEP	Autoridad Nacional de Servicios Públicos
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CND	Centro Nacional de Despacho
CONAE	Comisión Nacional de Ahorro Energético
CTE	Consumo Total de Energía
EGESA	Empresa de Generación Eléctrica SA
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica SA
FET	Fondo de Estabilización Tarifaria
GLP	Gas licuado del petróleo
GWh	Giga Watt Hora
IEA	International Energy Agency
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
kV	Kilo volt
KWh	Kilo volt hora
mbd	Mil Barriles por Día
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MW	Mega Watt
Refpan	Refinería Panamá S.A.
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PEP	Producción de Energía Primaria
PIB	Producto Interno Bruto
PRD	Partido Revolucionario Democrático
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
WB	World Bank



Panamá

Panamá es el tercer país con menor extensión geográfica de Centroamérica, excluyendo a México. Su extensión territorial es de 74.3 mil kilómetros cuadrados, siendo su superficie 45% mayor que la de Costa Rica. Su producto interno bruto (PIB) en dólares corrientes se ubicó en 2009 en 24.7 millardos (WB, 2011), situándose así como la tercera economía de mayor tamaño del istmo centroamericano (después de México y Guatemala). Ese mismo año su población alcanzó 3.5 millones de habitantes, la más baja de toda la región, permitiendo que el PIB en términos per cápita se ubicara en US\$ 7,155, el más elevado de la región.

Este liderazgo en términos de ingreso per cápita es acompañado de la menor proporción de hogares rurales de la región. 26% de la población de Panamá habita en zonas rurales y, de acuerdo con mediciones nacionales, 32.7%¹ de sus habitantes vive debajo de la línea de pobreza nacional (WB, 2011). Adicionalmente, Panamá ocupó en 2010 la posición 54 de entre 169 países en la medición del índice de desarrollo humano, compartiendo con Costa Rica el liderazgo en ambos indicadores. A pesar de estos logros, OLADE sitúa a Panamá en la quinta posición (a nivel de la región CID) en cuanto al nivel de cobertura eléctrica nacional con 87.55% de los hogares disfrutando de este servicio (detrás de Costa Rica, El Salvador, México y República Dominicana).

En relación al sector energético, y en particular al sub-sector eléctrico, Panamá cuenta con una capacidad instalada de generación de 1,974 MW (CEPAL, 2010), los cuales abastecen una demanda con valores máximos de 1,222.4 MW. Esta capacidad proviene principalmente de la generación térmica a partir de diésel y gas natural, que en conjunto representan 52.6% del total de la infraestructura de generación, mientras que las fuentes hídricas representan el restante 47.4%. A partir de esta capacidad, se ofertaron 7,248.5 GWh de energía, de los cuales 58% se originó en la industria hidroeléctrica.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, Panamá es un país cuyo consumo proviene en su totalidad de la importación de derivados². Los principales participantes de este mercado son las empresas de transporte y almacenamiento al mayor y las empresas distribuidoras/comercializadoras de combustibles. Para el año 2010, su consumo interno total de derivados de hidrocarburos (líquidos, semilíquidos y gaseosos) alcanzó 850 millones de galones, con un promedio trimestral de 212 galones. De este total anual, 374 millones de galones fueron utilizados por el sector transporte, mientras que 162 millones fueron utilizados en el segmento de generación eléctrica.

¹ Cifra correspondiente al año 2008

² Estadísticas de la EIA señalan que Panamá no produce ni consume gas natural.

Sector Energético Actual

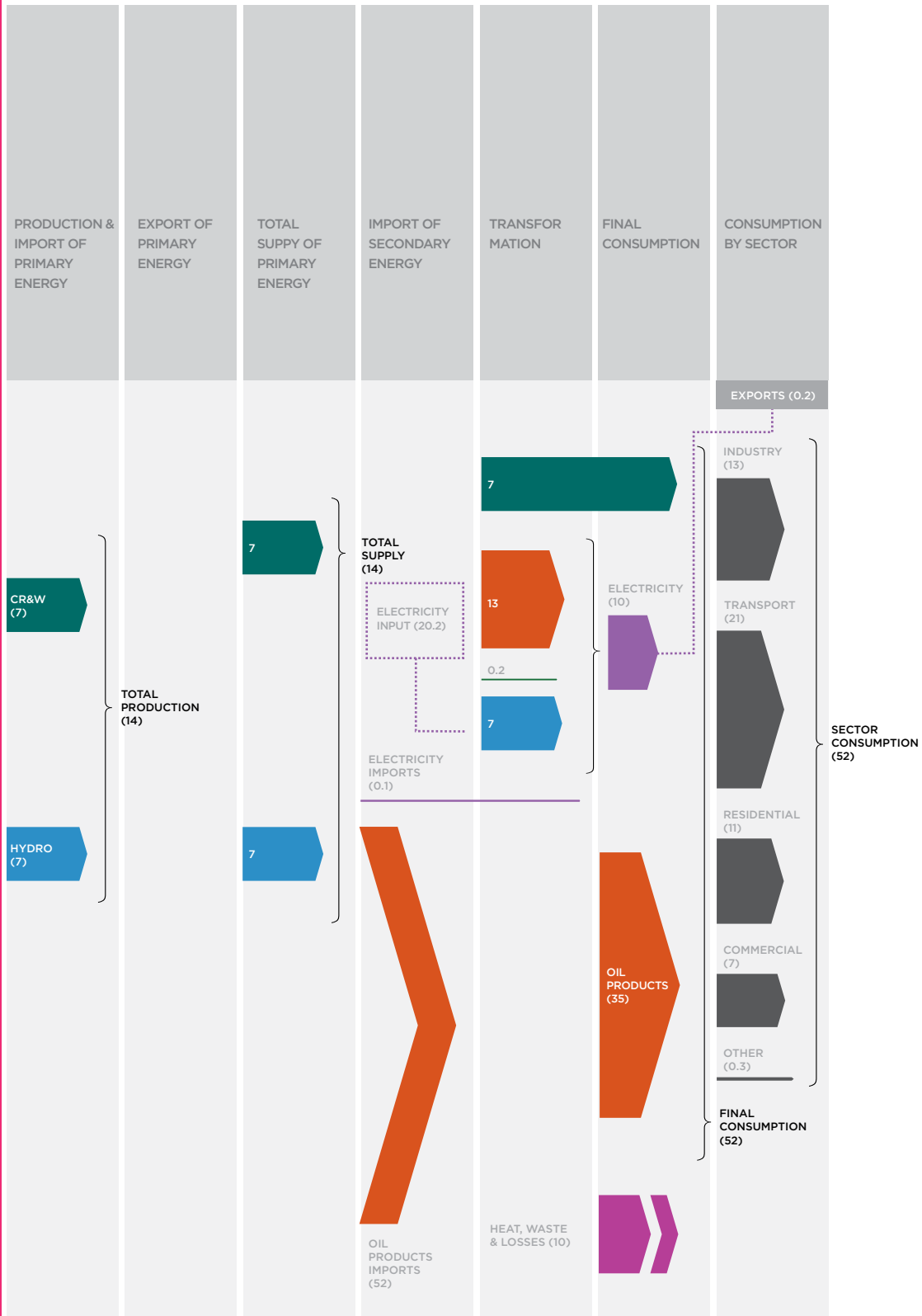


El consumo total de energía (CTE) de Panamá durante el año 2009 totalizó 65 mbepd, lo cual representó un crecimiento de 11.6% sobre el CTE promediado entre 2005 y 2008. Como en ese período, la economía panameña mantuvo su consumo fuertemente orientado hacia el uso de combustibles líquidos, que fueron cerca de 85% del CTE. El resto del consumo panameño estuvo compuesto por la energía hidráulica y el uso de combustibles renovables, principalmente de leña en las zonas rurales del país.

CURRENT

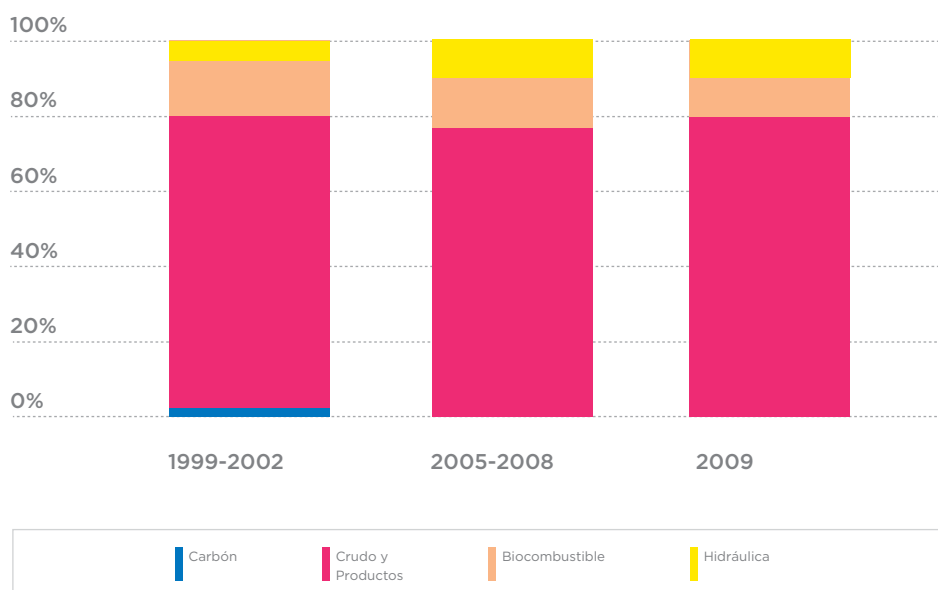
Energy Flow

(kboe/day)



Así, la matriz panameña siguió siendo la menos diversificada de la región centroamericana y de hecho aumentó su dependencia en una fuente energética, ya que los combustibles líquidos pasaron de 75% al 80% entre 2005-08 y 2009 explicado por dos conjuntos de razones. Primero, debido a la caída de la contribución de las fuentes renovables con una caída de 17.5% en el consumo de combustibles renovables y al estancamiento en el uso de la energía hidráulica en la generación eléctrica, que no muestra crecimiento importante entre 2005-08 y 2009. Segundo, por el aumento de los combustibles líquidos para transporte en la medida que ha aumentado la flota automotriz junto con el ingreso per cápita de la población. Es importante notar que si bien la matriz panameña es altamente dependiente de los combustibles líquidos, eso no es un patrón nuevo, ya que entre 1999 y 2002, 78.5% del CTE también provenía de derivados del petróleo.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

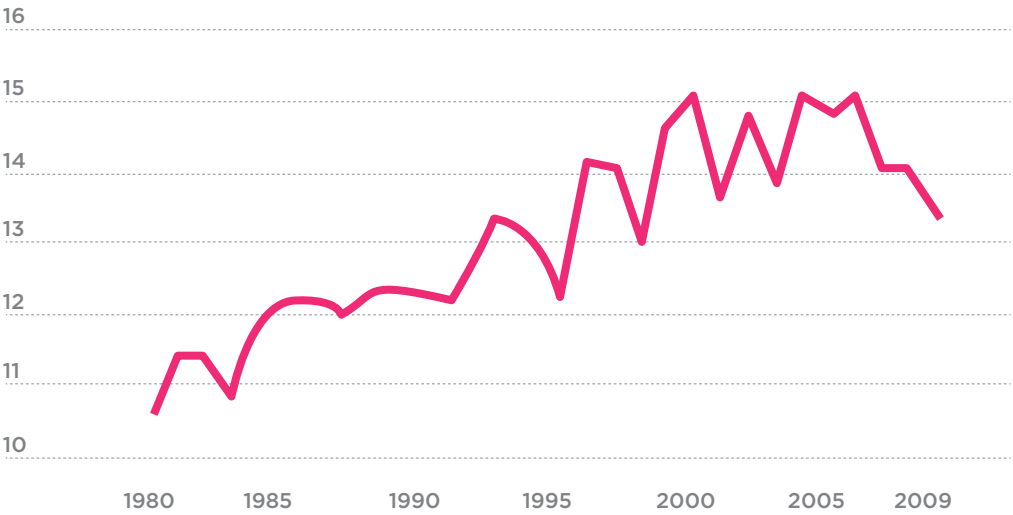
Producción doméstica, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

La producción de energía primaria fue únicamente de energía hidráulica y de biocombustibles. Usando la información suministrada por la OLADE, sabemos que 80% de los 6.6 mbepd consumidos de biocombustibles fueron a partir de leña, con el 20% restante a partir de productos de la caña.

Por su parte, el consumo de energía hidráulica, totalizando 6.7 mbepd en el 2009, fue gracias a las cinco plantas hidrogeneradoras con las que contaba el país en el 2009. La más grande hidroeléctrica en capacidad instalada entonces y hoy era la central Fortuna, sobre el río Chiriquí. Esta planta es propiedad de la empresa de capital mixto ENEL Fortuna con 300 MW de capacidad instalada, dividida en tres unidades, inauguradas en 1984.

PANAMÁ: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Las cuatro centrales restantes son propiedad de la empresa privada AES Panamá, subsidiaria de la norteamericana AES Corporation. Estas plantas son: Bayano, Estí, La Estrella y Los Valles. Bayano tiene una capacidad instalada de 260 MW y se ubica a 80 kilómetros al este de Ciudad de Panamá. Fue construida entre 1972 y 1976 con dos de sus tres unidades entrando en operaciones en 1976, cada una con 75 MW de capacidad para ese momento. La tercera unidad entró en servicio en 2002 con 86 MW. Entre 2002 y 2004, la capacidad de las primeras dos unidades fueron expandidas a 87 MW. La segunda central en capacidad instalada es Estí, con 120 MW en dos unidades y que entró en operaciones a finales de 2003. Se encuentra a 400 kilómetros al oeste de Ciudad de Panamá. La central de Los Valles, con 54.8 MW en dos unidades, entró en operaciones en 1979. Por último, La Estrella cuenta con 47.2 MW instalados en dos unidades e inició operaciones en 1979. En 2006 y 2007 ambas centrales pasaron por procesos de repotenciación, aumentando cada una su capacidad en 12 MW.

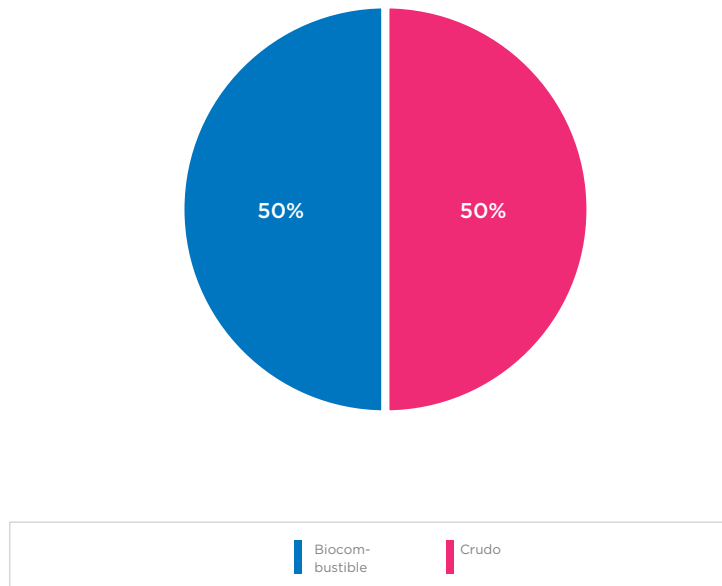
Balance comercial de energía primaria

Panamá no exportó ni importó energía primaria durante 2009. Históricamente, mientras se mantuvo en operación la refinería de Bahía Las Minas, Panamá fue un significativo importador de crudo y exportador de derivados del petróleo pero este patrón llegó a su fin con el cierre de la referida refinería en 2002.

Oferta interna de energía primaria

Al no tener importación de energía primaria, la oferta de energía primaria (OEP) es equivalente a la producción y se divide casi en partes iguales entre energía hidráulica, con 6.7 mbepd, y biocombustibles con 6.6 mbepd. Gracias a los procesos de mejoras entre 2002 y 2007 que se llevaron a cabo en varias centrales hidroeléctricas del país, la energía hidráulica creció de 5 mbepd a 6.7 mbepd entre 1999 y 2009, un crecimiento de 34%. Este proceso, junto con la urbanización del país y exitosos programas de electrificación rural, explica la caída en la producción y oferta de energía a partir de biocombustibles, que en la misma década disminuyó 27%.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Electricidad

Capacidad instalada

La capacidad instalada para generar electricidad en Panamá totalizó 1815 MW y estuvo compuesta por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Las primeras, descritas arriba, sumaron casi 880 MW, más de 44% por encima de su total de comienzos de década. Las termoeléctricas totalizaron casi 940 MW, lo cual fue 47% por encima de los 635 MW instalados en plantas termoeléctricas en 2000. El crecimiento de la capacidad instalada de Panamá fue de 45% en la última década, impulsado principalmente en la segunda mitad de la década por la instalación de nuevas plantas termoeléctricas.

Capacidad Instalada	2000	2005	2009
Total Renovables	613	907	879
Hidroeléctrica	613	907	879
No hidroeléctrica	0	0	0
Termoeléctrica	635	716	936
Total	1248	1623	1815

Fuente: U.S. EIA

Insumos a la generación eléctrica

El consumo de generación eléctrica durante 2009 fue de 20 mbepd, dividido entre combustibles líquidos y energía hidráulica. La primera fuente totalizó 13.3 mbepd, 66% del total. La participación de los derivados del petróleo dentro del consumo generador aumentó ligeramente entre 2005-08 y 2009, pasando de 63% a 66%, en detrimento de la energía hidráulica, que representó el tercio restante del consumo generador eléctrico de 2009 con 6.9 mbepd, como hemos visto arriba, cayendo desde 6.7 mbepd y 37% en 2005-08. También hubo una pequeña participación de los combustibles renovables, que aportaron 0.2 mbepd al consumo para la generación eléctrica.

Panamá	2005-2008		2009	
Insumos totales para generación (mbepd)	18.2	100%	20.2	100%
Combustibles líquidos	11.5	63%	13.3	66%
Renovables	6.7	37%	6.9	34%

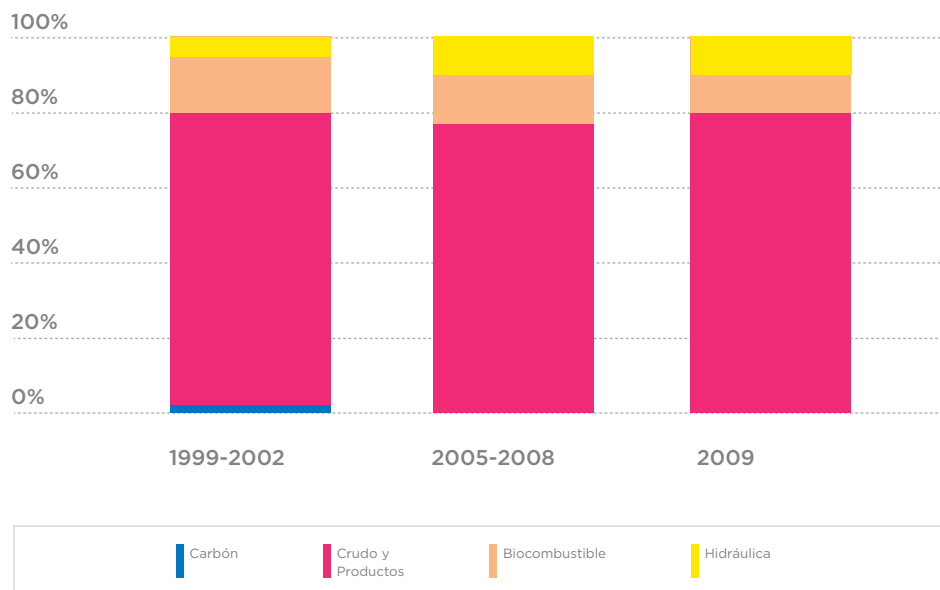
Renovables incluyen energía hidráulica y combustibles renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Matriz de generación y distribución

A partir del consumo de 20.2 mbepd, Panamá usó 6,947 GWh de electricidad. Gracias a su alta tasa de eficiencia en el proceso generador, la energía hidráulica pasó de ser 34% de los insumos a representar 56% de la electricidad consumida. Por su parte, los combustibles líquidos fueron 43.6% del total generado en 2009.

También cabe acotar que se consumieron 17 GWh a partir de biocombustibles, principalmente bagazo y otros productos derivados de la caña en los ingenios del país. Este consumo eléctrico se distribuyó principalmente hacia el sector comercial, que representó 59% de toda la electricidad consumida para 2009. Le siguió el sector residencial con 31% del total y la industria –con mucho rezago– representó 10%.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

De lejos, la fuente energética más importante para la economía panameña son las importaciones de combustibles líquidos al totalizar estos 52 mbepd, casi cuatro veces el total de la energía primaria ofertada. Estos combustibles son importados y comercializados por empresas privadas que incluyen a Delta, Chevron, Shell y Esso, entre otras.

Es importante mencionar también que en la actualidad existen empresas de almacenamiento, trans-

porte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos que se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional. La más importante de ellas es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto que, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país, posee un oleoducto de 131 Km que conecta la Costa Pacífica y Atlántica de Panamá.

Consumo final por sectores

El consumo final de energía de la economía panameña durante 2009 totalizó 52 mbepd diarios, compuestos por productos derivados (35 mbepd), electricidad (10 mbepd) y biocombustibles (7 mbepd). Estos 52 mbepd se consumieron principalmente por el sector de transporte con 21 mbepd, compuesto enteramente por combustibles líquidos. En segundo lugar se ubicó el consumo industrial con 13 mbepd, 81% de estos como derivados, 11% como combustibles renovables y 7.5% como electricidad. El sector residencial estuvo en el tercer lugar, totalizando 11 mbepd. Estos se dividieron 48.9% en combustibles renovables, 29.8% en electricidad y 21.2% en combustibles líquidos. El consumo comercial de 7 mbepd dependió en 82.3% de electricidad, con los productos derivados aportando 17.2% y los combustibles renovables el último 0.4%. Otros sectores, consumiendo 300 mbepd usaron principalmente productos derivados, 89% de su total, y en 11% electricidad.



Organización Institucional del Sector Energético

Estructura Institucional

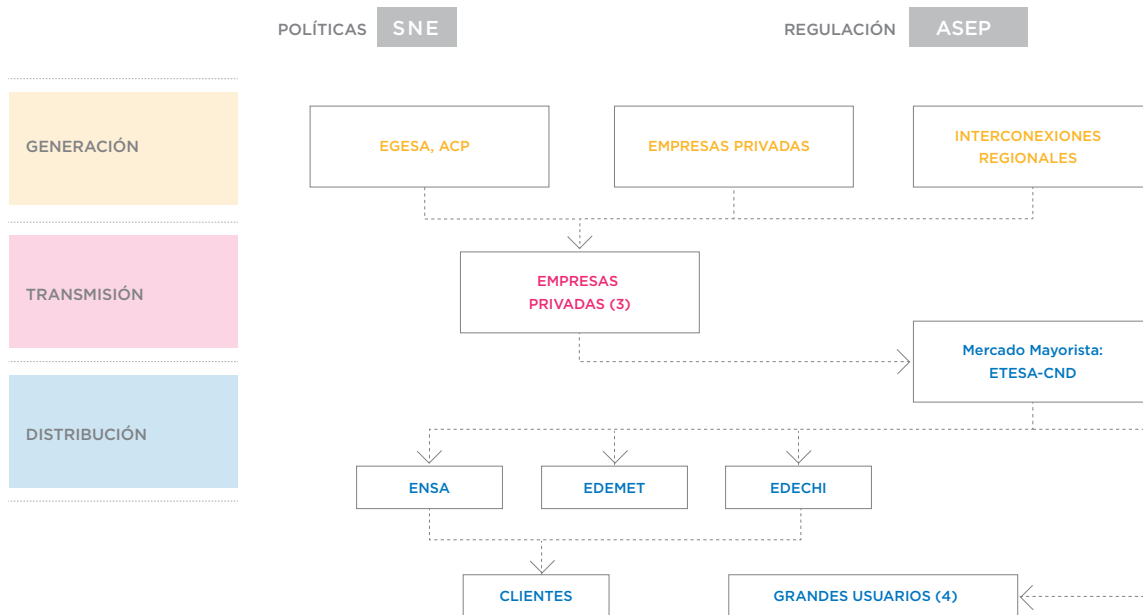
Panamá fue uno de los últimos países de la región en llevar a cabo una transformación de su sector energético en la década de los años 90. La legislación que permitió la modernización del sector se recoge en la Ley No. 6 de 1997, la cual estableció el nuevo marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Esta nueva estructura desplazó el monopolio estatal del sector energético y permitió la participación de privados en los segmentos de generación y distribución eléctrica, revirtiendo así las nacionalizaciones realizadas a principios de la década de los 70.

La estructura actual del sector energético mantiene la dirección de políticas en manos del poder ejecutivo a través de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) y la regulación del sector es manejada por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), la cual, además de velar por el cumplimiento de la legislación en el sector eléctrico, se ocupa de la legislación relacionada con telecomunicaciones, despacho de agua y su alcantarillado.

En cuanto a los participantes del sector eléctrico, las principales empresas de generación de carácter público son la Empresa de Generación Eléctrica SA (EGESA) y la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), mientras que en el sector privado conviven alrededor de 20 compañías. En el segmento de transmisión, la Empresa de Transmisión Eléctrica SA es la única participante. Esta existe desde la promulgación de la Ley 6 y es el remanente del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) encargado de manejar el monopolio estatal del sector energético hasta 1997. Finalmente, en el segmento de distribución coexisten las empresas ENSA, Edemet y Edechi. El Estado panameño posee cerca de 40% del capital accionario de ENSA, mientras que Edemet y Edechi pertenecen al grupo español Unión-Fenosa.

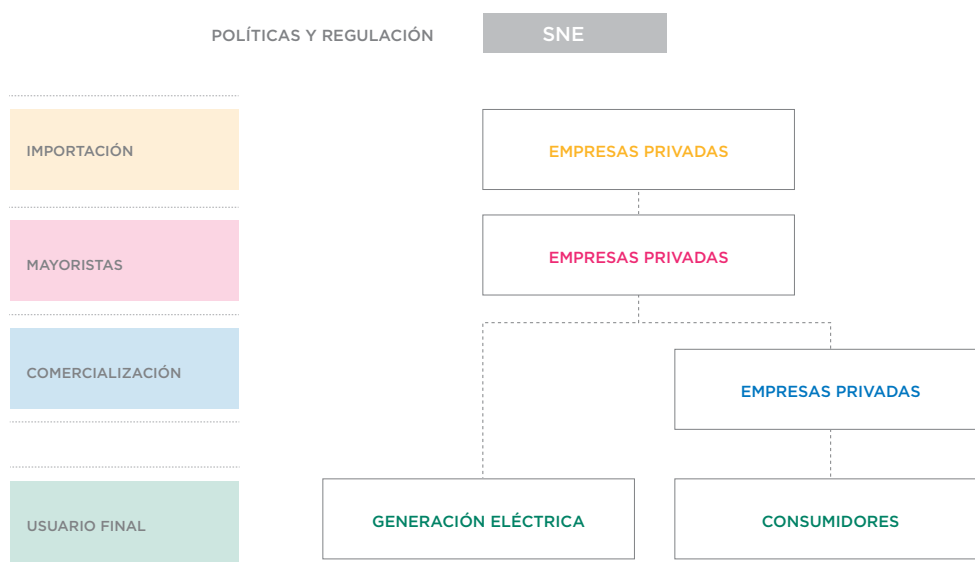
En cuanto al mercado de hidrocarburos, en la actualidad existen tres empresas de almacenamiento, transporte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos. Ellas se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional. La más importante es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto la cual, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país, posee un oleoducto de 131 kilómetros que conecta las costas Pacífica y Atlántica de Panamá.

Estructura del sub-sector eléctrico en Panamá, año 2010



Fuente: Elaboración del autor con base en SNE, ASEP, y marco regulatorio.

Estructura del sub-sector hidrocarburos en Panamá, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en SNE, ASEP, y marco regulatorio.

Formulación de políticas del sector energético

La Secretaría Nacional de Energía (SNE), instancia adscrita a la Presidencia de la República, es la encargada de conducir las estrategias y políticas del sector energético en Panamá. Creada a partir de la Ley 52 de 30 de julio de 2008, la SNE fusionó en una sola entidad administrativa a la Comisión de Política Energética (del Ministerio de Economía y Finanzas) y a la Dirección de Hidrocarburos y Energías Alternativas del Ministerio de Comercio e Industrias.

En el año 2011, la ley N° 43³ reorganizó a la Secretaría Nacional de Energía derogando la ley de creación de 2008. Por lo tanto, la ley de 2011 es el instrumento que establece los objetivos, la arquitectura administrativa y determina las funciones y atribuciones de la Secretaría Nacional de Energía.

La Secretaría Nacional de Energía está dirigida por el Secretario, nombrado por el poder ejecutivo. El Secretario tiene rango de Ministro. El organismo se financia mediante aportes del presupuesto ordinario de la Nación.

Su misión es conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional, para, de acuerdo a la legislación vigente, “formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales”. Entre los objetivos estratégicos del órgano del ejecutivo se encuentran los siguientes:

- Elaboración de un marco orientador y normativo del sector y la promoción del sector energía.
- Monitoreo y análisis del comportamiento del sector energía.
- Investigación y desarrollo tecnológico.
- Promoción de los planes y políticas del sector.
- De orden administrativo.

La Secretaría cuenta con un Consejo Consultivo que está integrado por seis miembros que son:

- El secretario, quien lo coordina.
- El gerente general de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
- El gerente general de la Empresa de Generación Eléctrica, S.A.
- El administrador de la Autoridad Nacional del Ambiente.
- El administrador general de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- Un representante del Consejo Nacional de la Empresa Privada que conozca de las materias de competencia de la energía

³ Ley N° 43 que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones. Firmada el 25 de abril de 2011. Publicada el 25 de abril de 2011. Gaceta Oficial 26771

Las funciones del Consejo Consultivo son:

- Servir de cuerpo asesor de la Secretaría en todos los temas de su competencia.
- Recomendar a la Secretaría el estudio, investigación y análisis de materias específicas en los diversos subsectores del sector energía.
- Emitir recomendaciones a la Secretaría en todos los temas que el Consejo, por iniciativa propia, crea convenientes.
- Participar en la elaboración de los planes y programas en los que la Secretaría le solicite su apoyo.
- Apoyar a la Secretaría en la coordinación, implementación y ejecución de las políticas, planes o programas que el Órgano Ejecutivo establezca en materia de energía.

Regulador

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es el organismo encargado de la regulación del sector eléctrico. La regulación del sector de hidrocarburos no es explícita y es posible encontrar organismos como el Ministerio de Comercio e Industrias, de la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de La Competencia y de la Secretaría Nacional de Energía realizando tales atribuciones. Estos últimos se encargan de velar por el cumplimiento de la normativa que rige la importación, transporte y distribución de petróleo y derivados.

La ASEP se financia a través de cinco mecanismos que incluyen a todos los prestadores de servicios públicos:

- La tasa por los servicios de control, vigilancia y fiscalización que se establezca a cargo de las empresas prestadoras de servicios públicos;
- El importe de los derechos de inspección y otros servicios especiales que soliciten las empresas prestadoras de servicios públicos, los cuales serán pagados por éstas;
- Las donaciones y legados aceptados;
- Los bienes o derechos que adquiera por cualquier título;
- Los frutos y rentas que generen sus bienes;
- Cualquier otro ingreso que provenga de leyes especiales o de aportes específicos.

En el caso específico del subsector eléctrico, la Ley 6 establece que los distribuidores y generadores que vendan a grandes clientes deberán pagar una tasa de control, vigilancia y fiscalización que no podrá superar al equivalente del 1% de los ingresos brutos del año anterior.

El organismo está dirigido por un administrador general, nombrado por el Órgano Ejecutivo y ratificado por la Asamblea Nacional para ejercer el cargo por un período de siete años. Las funciones administrativas de la Autoridad son llevadas a cabo por un director ejecutivo, nombrado por el administrador y cuyo cargo es de libre remoción.

Adicionalmente, la ASEP cuenta con un Consejo de Administración que realiza funciones de supervisión. Este consejo está integrado por dos Ministros del Gabinete, tres personas que serán designadas por el Presidente de la República y el Director Ejecutivo de la Autoridad.

Cuenta con cuatro direcciones nacionales: la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario, la Dirección Nacional de Telecomunicaciones, la Dirección Nacional de Atención al Usuario y la Dirección de Administración y Finanzas.

Entre las funciones específicas de la ASEP en la legislación vigente se encuentran las siguientes:

- Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica para asegurar:
 - La disponibilidad de la oferta energética bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.
 - La competencia en el grado y alcance definidos por esta Ley.
- Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes, así como sancionar sus violaciones.
- Establecer los requisitos generales (...) para acceder y hacer uso de las redes de servicio público de transmisión y distribución.
- Establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia.
- Aprobar las tarifas de venta para el servicio público de electricidad.
- Supervisar, verificar y revisar la aplicación del régimen tarifario.
- Vigilar que los subsidios tarifarios se utilicen en la forma prevista en las normas correspondientes.
- Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad.
- Establecer criterios y procedimientos para los contratos de ventas garantizada de energía y potencia entre los participantes del mercado mayorista.
- Aprobar el reglamento para la operación integrada del sistema interconectado nacional, así como para normar
 - Despacho de los contratos.
 - Transferencias de energía en bloque.
- Fijar las normas para la prestación del servicio por parte de las empresas de servicios públicos de electricidad.

- Determinar criterios de eficiencia operativa y de gestión del servicio, desarrollando modelos para evaluar el desempeño de los prestadores.
- Dictar un reglamento sobre los derechos y deberes de los clientes.
- Arbitrar conflictos.
- Aplicar sanciones a los infractores en el campo normativo de su competencia.
- Autorizar el uso, adquisición de bienes inmuebles y constitución de servidumbres.
- Reducir la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, solamente cuando se aprueben las fórmulas tarifarias o cuando se renueven las concesiones de distribución.
- Emitir concepto sobre las solicitudes de concesión de uso de agua para generación hidroeléctrica.
- Emitir certificaciones de las utilidades netas de los agentes del mercado.

Descripción Institucional del sector eléctrico en Panamá

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada¹	Empresa	ETESA		
Hidroeléctrica	47.3%	Propiedad	Estatal	Empresas ¹⁰	ENSA (43%) Edemet (44%) Edechi (13%)
Solar & Eólica	n/a	Mercado	Monopolio Estatal		
Termoeléctrica	52.7%				
Geotérmica	n/a	Funciones⁷	Operar el SIN Intermediario del mercado	Cobertura Nac.	83%
Ppal Empresa Estatal	EGESA (8%) ²	Part. Privados	No	Mercado	Monopolios regionales
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Peaje regulado ⁸	Part. privada	Permitida
Requisitos	Mínimos				
Registros	27 Centrales				
Integración Vertical	No permitida ⁴			Concesiones	15 años Puede renovarse
		Mercado Mayorista			
Incentivos Fiscales⁵		Encargado	ETESA-CND	Usuarios subsidiados	100 kWh x mes Max 20% consumo
(a) Equipos	Sin impuestos de exportación				
(b) Combustibles	Compra-venta directa	Funciones	Operación Integrada Administrar despacho de contratos	Política de precios	Regulados Art. 111-114 Ley 6
(c) Pequeños generadores	Cert. Reduccion de CO ₂ descontados ISRL	Comercializadora	n/a		
		Grandes usuarios	4		
Política de precios		Dem. Max. ⁹	>100 MV		
Mercado de Contratos	Participantes del MME				
Mdo. de ocasión	Precio fijado en licitación Demanda - Contratos P = CMg				
Regulador		Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)			
Miembros integrantes en la directiva		6			
Nombrados por el Presidente de la República		6			
Financiamiento		Tasa (?1%) de la facturación de Distribuidores y Generadores			

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga, Instituto Nacional de Electricidad, Ley 272 para la Industria Eléctrica y Reglamento, Ley 6 y reglamento.

Sub-sector eléctrico

Generación

Panamá es un país cuya generación depende en gran medida del sector privado. Estas compañías manejan 81.5% de la capacidad de generación existente. Las empresas de propiedad estatal, EGESA y la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) manejan el restante 18.5%. El sector privado puede participar en este segmento del mercado bajo tres modalidades; (a) adquiriendo acciones en empresas del Estado, (b) mediante contratos de concesión con plazos de 50 años renovables⁴ y, (c) mediante licencias de generación en el caso de fuentes no renovables⁵.

La infraestructura instalada para generación eléctrica en Panamá proviene principalmente de fuentes térmicas y de hidroelectricidad. Al cierre del año 2010, cerca de 47.3% de la capacidad de generación a nivel nacional provino de centrales hidroeléctricas y el restante 52.7% correspondió a fuentes térmicas, diésel y gas natural.

El régimen de propiedad de estas plantas puede ser público, privado o mixto. Sin embargo, en la actualidad predomina el número de centrales eléctricas manejadas por el sector privado. En relación a la tecnología hidráulica, existen 21 centrales, de las cuales 18 son manejadas por el sector privado y tres por el sector público. En relación a la tecnología térmica, existe un total de 13 centrales, nueve de las cuales son manejadas por el sector privado y las cuatro restantes por el sector público. La Tabla 1 presenta una síntesis de la distribución de la capacidad de generación eléctrica de Panamá en 2010.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en Panamá, año 2010.

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	3.0%	44.3%	47.3%
Geotérmica	n/a	n/a	n/a
Eólica	n/a	n/a	n/a
Secundarias			
Térmica	15.4%	37.2%	52.7%
Total	18.5%	81.5%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

⁴ Para el caso de generación hidroeléctrica y geotérmica

⁵ Los plazos para los contratos por medio de licencias no están establecidos en la legislación.

Los generadores pueden vender energía a otros participantes del mercado⁶ mediante un Mercado de Contratos de mediano y largo plazo, cuyo precio final lo fijan las partes interesadas en un proceso de licitación, o mediante un Mercado de Ocasión de corto plazo que surge de la necesidad de suplir una demanda no atendida en el Mercado de Contratos y cuyo precio lo fija el costo marginal del último generador en participar.

Generadores internacionales pueden participar en el mercado eléctrico nacional registrándose previamente en el Centro Nacional de Despacho (CND). En la actualidad, Panamá realiza intercambios comerciales de energía eléctrica sólo con Costa Rica, sin embargo, existen contratos a largo plazo registrados en el Siepac⁷ y un proyecto de interconexión con Colombia.

En materia de incentivos para el desarrollo de nuevos proyectos de generación, las empresas hidroeléctricas cuentan con exenciones impositivas en la importación de los equipos para sus plantas, mientras que las empresas de generación termoeléctrica cuentan con la exención de aranceles de importación en los combustibles utilizados. La legislación también considera a los pequeños generadores y a aquellas empresas de generación con capacidad inferior a 10MW, ofreciéndoles algunos incentivos fiscales adicionales.

Luego de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), vigente hasta la promulgación de la Ley 6 de 1997, se crea el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, en donde los agentes productores y consumidores (distribuidores y grandes clientes) realizan transacciones comerciales de compra y venta de energía y potencia.

El mercado mayorista, que incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional, es el ámbito donde los productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y los consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación), realizan sus transacciones comerciales de compra-venta de energía y/o potencia.

Estas transacciones comerciales se realizan bajo dos modalidades. Una es a través del mercado de contratos, donde el precio de la potencia y energía transada lo fijan los agentes participantes, y otra es el mercado ocasional, donde se realizan transacciones horarias que permitan considerar los excedentes y faltantes que surjan del despacho, los compromisos contractuales y cambios temporales en la oferta y la demanda de energía.

⁶ Incluyendo, por ejemplo, a la empresa nacional de transmisión ETESA.

⁷ Fechas y detalles no especificados. Ver http://www.eprsiepac.com/contratos_siepac_transmision_costa_rica.htm

En resumen:

Mercado de Contratos:

- Transacciones de mediano y largo plazo.
- ETESA licita la contratación de suministro para las distribuidoras.
- Precio fijado por el proceso de licitación.
- Los agentes deben tener contratado 100% de la potencia necesaria para cubrir la demanda máxima del año siguiente.

Mercado de Ocasión:

Sirve para cubrir la diferencia entre demanda del sistema y contratos existentes. El costo variable de generación de la última unidad requerida determina el precio spot.

Transmisión

La empresa estatal ETESA controla el monopolio de la actividad de transmisión en Panamá. Entre sus funciones se encuentra la planificación de la expansión, la operación y el mantenimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El acceso a las redes es libre para los generadores y distribuidores previo cumplimiento de las normas de seguridad.

ETESA cobra un peaje por el uso de las redes, cuyo valor regula y fija ASEP. El peaje cobrado se refleja en la composición de la tarifa final y comprende los siguientes cargos: costo por uso de la red de transmisión, costo por el servicio de la operación integrada (ETESA-CND) y los costos por las pérdidas de energía en las redes de transmisión.

ETESA, a diferencia de otras empresas de transmisión existentes en la región, puede cumplir también el rol de intermediario en la compra de energía por bloques (mercado de contratos).

Sus funciones específicas de acuerdo a la Ley vigente son las siguientes:

- Prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en forma no discriminatoria, por su cuenta y riesgo.
- Planeamiento de la expansión, construcción de ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión. Preparar el Plan de Expansión de Generación y Transmisión para el Sistema Interconectado Nacional.
- Planificar y operar de forma eficiente y confiable el Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde el Centro Nacional de Despacho.
- Realizar estudios básicos necesarios para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos y geotérmicos.
- Expandir, operar, mantener y prestar los servicios relacionados con la red nacional de hidrometeorología.

El Centro Nacional de Despacho (CND) es una instancia adscrita a ETESA que tiene por finalidad realizar la operación integrada del sistema, por tanto cumple la función de administrador del mercado mayorista de Electricidad.

Distribución

En cuando al segmento de distribución, existen tres empresas distribuidoras de energía eléctrica en Panamá; ENSA, Edemet y Edechi con participaciones de mercado de 43%, 44% y 13%, respectivamente. El Estado de Panamá posee una participación de 49% en la primera de ellas, mientras que Edemet y Edechi son propiedad del grupo español Unión-Fenosa. Estas compañías operan como monopolios regionales en el país.

Las empresas de distribución pueden contratar el suministro de energía mediante un proceso de libre concurrencia (licitación pública) directamente con los generadores o utilizar a ETESA como intermediario.

Estas empresas no pueden participar en proyectos de generación en donde suplan más de 15% de la demanda dentro de su zona de concesión o poseer el control de más de 50% del número de clientes totales del mercado nacional⁸.

Los contratos de concesión de estas empresas se establecieron en 1998 por un período de 15 años con posibilidad de renovarse. Por tanto, en 2013 se realizarán las negociaciones respectivas entre la Aresep y las empresas interesadas.

La legislación establece que todas las tarifas a clientes finales se encuentren reguladas e incluye un subsidio⁹ para los consumidores con una demanda menor a los 100KWh por mes.

Adicionalmente, los concesionarios, quienes por ley están obligados de brindar el servicio de suministro de electricidad, tienen la responsabilidad de efectuar las inversiones necesarias para construir, extender y mejorar el suministro, de acuerdo al aumento de la demanda en sus respectivas áreas de concesión.

⁸ Art. 94 Ley 6.

⁹ El subsidio máximo es de 20% del consumo y los fondos provienen del presupuesto nacional.

Matriz Institucional del Sub-sector de Hidrocarburos

Importación		Comercialización	
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Regulados. Se determinan precios máximos de venta al público. Los participantes compiten con precios por debajo del precio máximo
Participación en el mercado	100%		
Incentivos fiscales	Zonas libres de combustible		
Importaciones por productos:			
Productos derivados del petróleo		Gasolinas, diesel y otros productos	
Porcentaje de las importaciones totales (2011)	89.7%	Total de estaciones de servicios	404
Empresas participantes (Participación 2011)	Chevron-Texaco (83.3%) Puma (10.1%) Petroterminales (6%)	Empresas (Número de estaciones de servicio)	Delta (182) Chevron-Texaco (50) Petrolera Nacional (76%) Puma (41) Otros (55)
GLP		GLP	
Porcentaje de las importaciones totales (2011)	10.3%	Distribuidores	Petroport Chevron-Texaco Otras empresas privadas
Empresas participantes (Participación 2011)	Petroport (62,9%) Chevron-Texaco (37,1%)		
Regulador		Secretaría Nacional de Energía	
Nombrados por el Presidente de la República		Libre nombramiento del presidente de la República	
Financiamiento		Financiada con el aporte del presupuesto nacional	

Fuente: Elaboración del autor con información de SNE, CEPAL, y legislación vigente.

Sub-sector hidrocarburos

Panamá es un país que no produce hidrocarburos, por tanto todo su consumo proviene de la importación de crudo y derivados¹⁰. Los principales participantes de este mercado son las empresas de transporte y almacenamiento al mayor y las empresas distribuidoras/comercializadoras de combustibles.

En la actualidad, existen tres empresas de almacenamiento, transporte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos. Ellas se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional.

La más importante es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto que, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país¹¹ posee un oleoducto de 131 kilómetros que conecta las costas Pacífica y Atlántica de Panamá.

En materia de precios, el SNE establece precios de paridad de importación para todos los combustibles que se consumen en el país. El precio final al consumidor se calcula sumando a este precio los márgenes de comercialización (transporte, margen de la distribuidora y margen del concesionario) y el impuesto al consumo de combustible. Los costos de almacenamiento y transporte no están regulados.

Por otro lado, el SNE establece un precio máximo de venta al público para la gasolina y el diésel y ofrece un subsidio al consumo de GLP¹².

¹⁰ Estadísticas de la EIA señalan que Panamá no produce ni consume gas natural.

¹¹ Puede almacenar hasta 5.8 millones de barriles.

¹² Subsidio en el precio al consumidor final del tanque de gas licuado de 25 lbs.



Evolución Histórica del Sector Energético



Evolución Matriz Energética 1971 - 2008



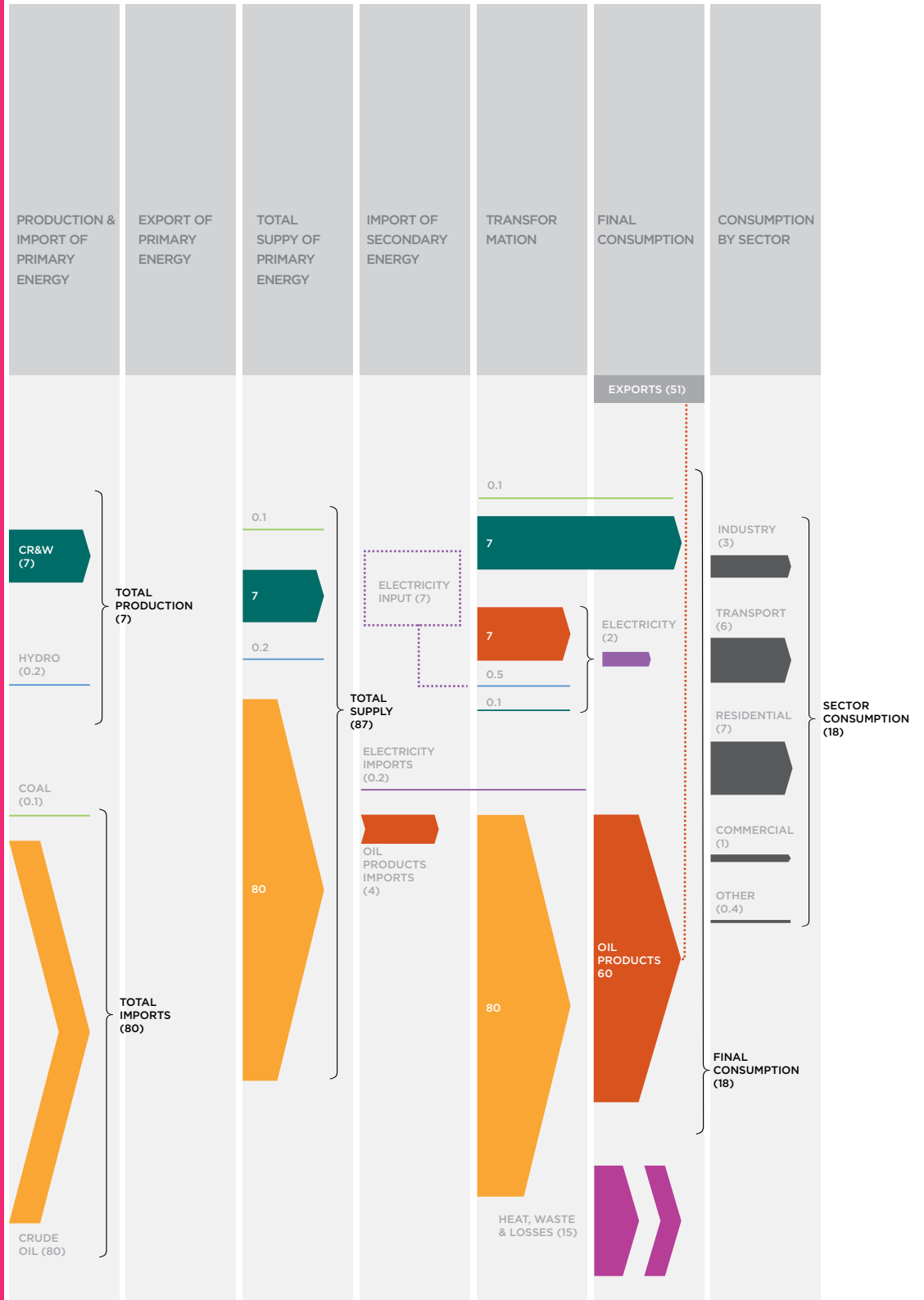
1971-1974

Al comienzo de la década de los años 70, Panamá dependía de la importación de petróleo crudo para suplir dos tercios de su consumo de energía, refinando casi la totalidad de este suministro. La segunda fuente energética la leña acompañada de otros biocombustibles. También se consumieron en mínimas cantidades energía hidráulica y carbón.

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

La economía panameña estuvo netamente orientada al petróleo crudo y los derivados durante este período. El consumo energético llegó a 40 mil barriles equivalentes de petróleo, principalmente compuesto por el uso de productos derivados y biocombustibles. Se importaban 80 mil barriles diarios de petróleo crudo que se refinaban en la planta de Bahía Las Minas, inaugurada en 1962 y en ese momento propiedad de Texaco. A partir de esta refinación se producían 60 mbepd de productos derivados, de los que se consumían 10 mbepd domésticamente y se exportaban lo 50 mbepd restantes.

Por otro lado, Panamá consumió 6.8 mbepd de biocombustibles con 80% de ese consumo de biocombustibles, según OLADE, a partir de consumo de leña. Por último, hubo un pequeño uso de energía hidráulica. Este total llegó a 0.2 mbepd, principalmente a partir de la planta hidroeléctrica La Yeguada, inaugurada en 1967 con 6 MW de capacidad instalada y expandida a 7 MW en 1973.

Electricidad

Al ser el petróleo crudo importado y refinado con amplio margen la fuente energética más importante del país, la generación eléctrica dependió casi totalmente de productos derivados. De los 6.8 mbepd que se consumieron para generar electricidad, 6.6 mbepd fueron a partir de combustibles líquidos, 97% del total, con la hidrogenación aportando 2.4% y los biocombustibles el 0.6% restante. De este consumo se generaron 1,071 GWh, 91% a partir de combustibles líquidos y 9% de hidrogenación.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	6.63	97.0%	974	1.42	91%
Hidrogenación	0.16	2.4%	93.5	0.14	9%
Biocombustibles	0.04	0.6%	3.5	0.01	0%
Total	6.84	100%	1,071.00	1.56	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

La economía panameña de este período dividía su consumo en tres sectores con proporciones similares. El sector residencial, con 39% del total, llegó a 6.8 mbepd usando 81% a partir de los biocombustibles (esencialmente leña en zonas rurales), 11% de líquidos y casi 8% de electricidad. Le siguió el sector industrial, con 34% -6 mbepd- de los cuales 61% fueron combustibles líquidos y 30% biocombustibles. El uso energético del transporte fue 20% del total, completamente de combustibles líquidos.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	2.7	0	0	0	0
Combustibles líquidos	60.9	100	11.2	9.7	72.5
Biocombustibles	30.4	0	81.0	0	0
Electricidad	6.0	0	7.8	90.3	27.5
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

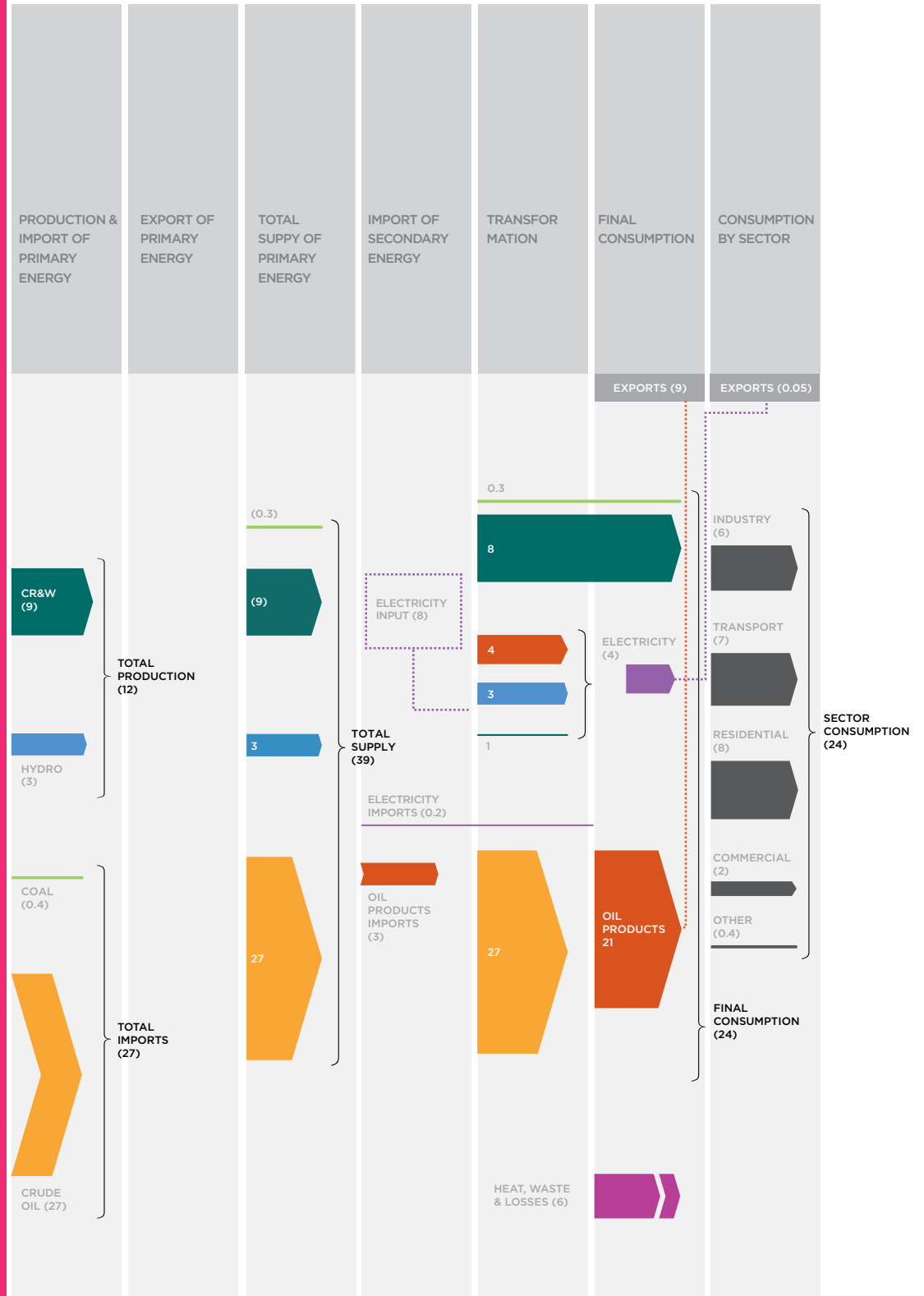


1984-1987

En los 10 años entre este periodo analítico y el anterior, Panamá redujo drásticamente sus importaciones de petróleo crudo. Además, puntualmente, sufrió un derrame de crudo en 1986 en las costas de refinería de Bahía Las Minas, que impactó el suministro de crudo del país. Panamá expandió su producción a partir del potencial hidráulico y cuadruplicó la importación de carbón.

Energy Flow 1984-1987

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En parte por la reducción de importaciones de crudo y de refinación en el país, y por el derrame de 1986, el consumo total de energía en promedio anual se redujo 16% y se ubicó en 34 mil barriles equivalentes por día entre 1984 y 1987. El crudo siguió siendo la fuente energética más importante para el consumo, pero 66% menor que antes, con 27 mbd. Se sumaron a ese crudo refinado 3.1 mbd de productos derivados importados en promedio anual. Esta importación de productos cayó 20% en la década entre estos dos períodos. Así, se consumieron 12 mbepd de derivados y se exportaron 9 mbepd.

El consumo final de productos quedó entonces en 12 mbepd entre 1984 y 1987. Por otro lado, el consumo de energía hidráulica dio un salto cuántico de 0.2 mbepd a 3.3 mbepd gracias principalmente a la puesta en operación en 1984 de la hidroeléctrica Fortuna, de 300 MW de capacidad instalada y aún hoy la hidroeléctrica más grande del país. A este aprovechamiento de energía hidráulica se le sumaron las inauguraciones de las centrales hidroeléctricas Bayano en 1976, con dos unidades de 75 MW de capacidad cada una; La Estrella en 1979 con dos unidades que rondaban los 20 MW de capacidad; y Los Valles en 1979 con dos unidades de 25 MW de capacidad para ese momento.

Electricidad

Con la instalación de centrales hidroeléctricas, este recurso pasó a ser 41% del consumo de la generación eléctrica, con los combustibles líquidos aportando 50% y los biocombustibles 9%. A partir de ese consumo de 7.87 mbepd se generaron 2,472.25 GWh de electricidad, de los cuales 76% fueron a partir de energía hidráulica, 21% de combustibles líquidos y 2% de biocombustibles. Es así que el consumo de electricidad más que se duplicó en la década entre los dos períodos expuestos.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	3.93	50%	525.75	0.73	21%
Hidrogenación	3.26	41%	1887.25	2.64	76%
Biocombustibles	0.68	9%	59.25	0.08	2%
Total	7.87	100%	2,472.25	3.45	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Si bien el consumo total disminuyó para este período, el consumo final –ya tomando en cuenta pérdidas del sistema energético– aumentó 38% sobre el período anterior, llegando a 24 mbepd. De estos, 33% fue para el consumo residencial, compuesto en 75% por biocombustibles y 13% por electricidad; 30% al consumo de transporte, enteramente de combustibles líquidos; y 26% al consumo industrial, el cual fue 58% combustibles líquidos y 30% biocombustibles.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	4.6	0	0	0	0
Combustibles líquidos	58.3	100	11.7	19.3	47.3
Biocombustibles	29.7	0	75.5	0	0
Electricidad	7.3	0	12.8	80.7	52.7
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

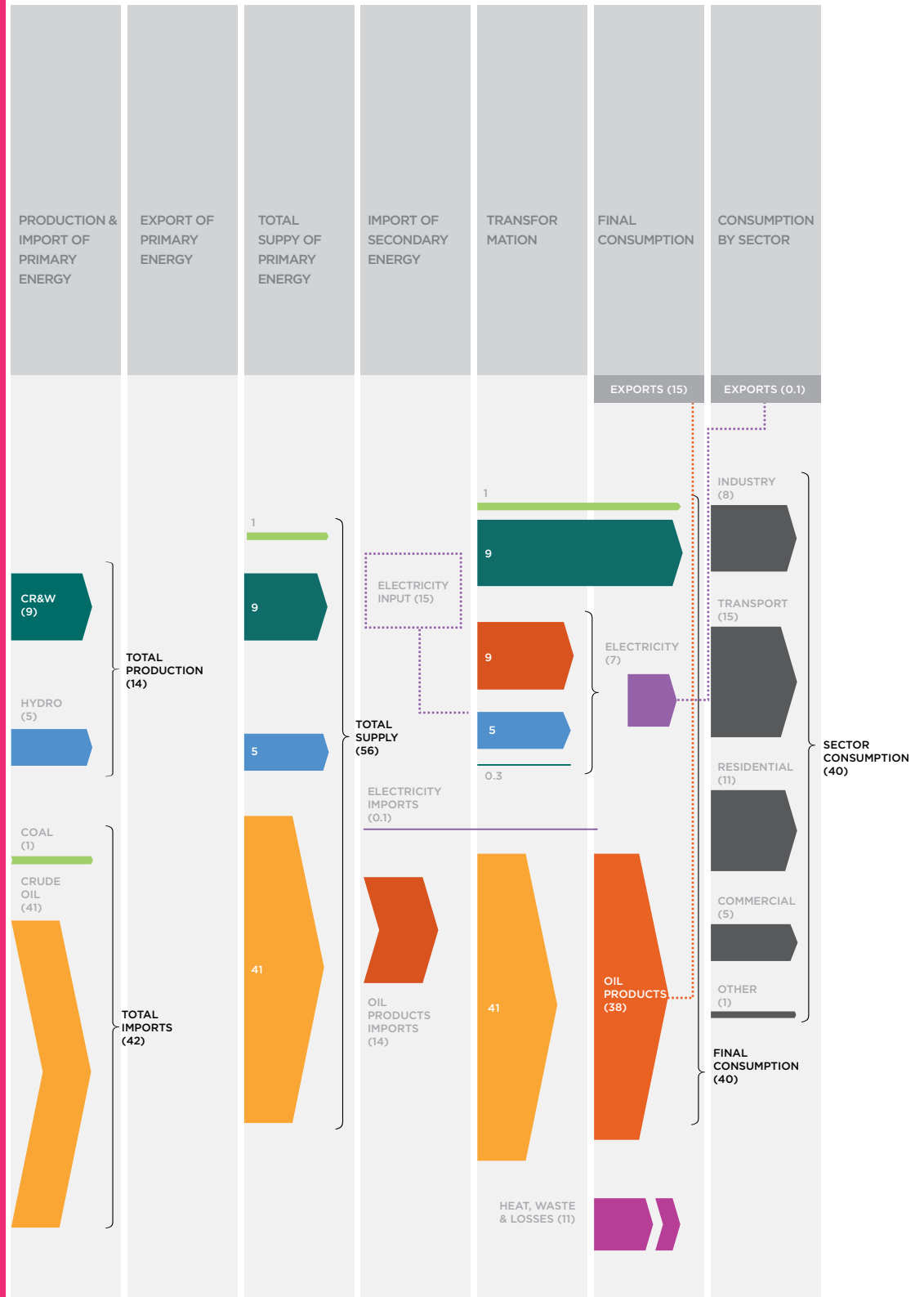


1999-2002

El principal aspecto a destacar que va de mediados de los ochenta al cambio de siglo es el resurgimiento de las importaciones de crudo. Si bien no llegan a los niveles del comienzo de nuestro análisis en la década de los años 70, estas importaciones son 50% más altas que los totales a mediados de los años 80.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Gracias al crecimiento en el consumo de petróleo crudo de la economía panameña, el país consumió 64% más energía en este período que en el anterior, llegando a 56 mbepd. De ese total, 41% se explica por el consumo de 27 mil barriles diarios de petróleo crudo a ser procesados en el país. Este crudo refinado y los 14 mbepd de productos derivados importados se traducen en 38 mbepd de combustibles líquidos, de los cuales 15 mbepd fueron exportados. El consumo de las demás fuentes energéticas también aumentó. Con la incorporación al sistema de las hidroeléctricas de Gatún y Madden, propiedad de la Autoridad del Canal de Panamá, y un mejor aprovechamiento del recurso en Fortuna, Bayano y Los Valles, el consumo de energía hidráulica creció 65%, llegando a 5.4 mbepd durante el período.

Electricidad

El consumo de la generación eléctrica se mantuvo enfocado principalmente en los combustibles líquidos y el recurso hídrico. De los casi 15 mbepd de insumos a la generación, 61% vinieron de los derivados y 37% de la energía hidráulica. El 2% restante vino del uso de los biocombustibles. A partir de ese consumo, se generaron los 4,971 GWh usados por la economía panameña por año entre 1999 y 2002. Esta generación fue 63% a partir de la hidrogenación, con un total de 3110.75 GWh, y 37% de los productos derivados, que totalizaron 1,836.75 GWh.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	8.93	61%	1836.75	2.44	37%
Hidrogenación	5.37	37%	3110.75	4.13	63%
Biocombustibles	0.27	2%	23.5	0.03	0%
Electricidad	14.57	100%	4,971.00	6.61	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Analizado por sectores, el consumo totalizó casi 40 mbepd –un crecimiento de 64% sobre el total de finales de los 80. En este período cambió la composición del uso energético y el consumo transportista –enteramente compuesto por derivados– pasó a ser el mayor del país con 15 mbepd y 39% del total. El sector residencial, integrado en dos terceras partes por biocombustibles, bajó del primer al segundo lugar con 11 mbepd –28% del total– y creciendo 40% en términos absolutos sobre el promedio de 1984-1987. El uso industrial de la energía llegó a casi 8 mbepd, 19% del total, haciendo uso en 61% de combustibles líquidos, 19% de biocombustibles, 10% de electricidad y 9% de carbón.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	9.3	0	0	0	0
Combustibles líquidos	60.9	100	16.1	19.7	97.0
Biocombustibles	19.4	0	66.0	0.8	0
Electricidad	10.4	0	17.9	79.5	3.0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

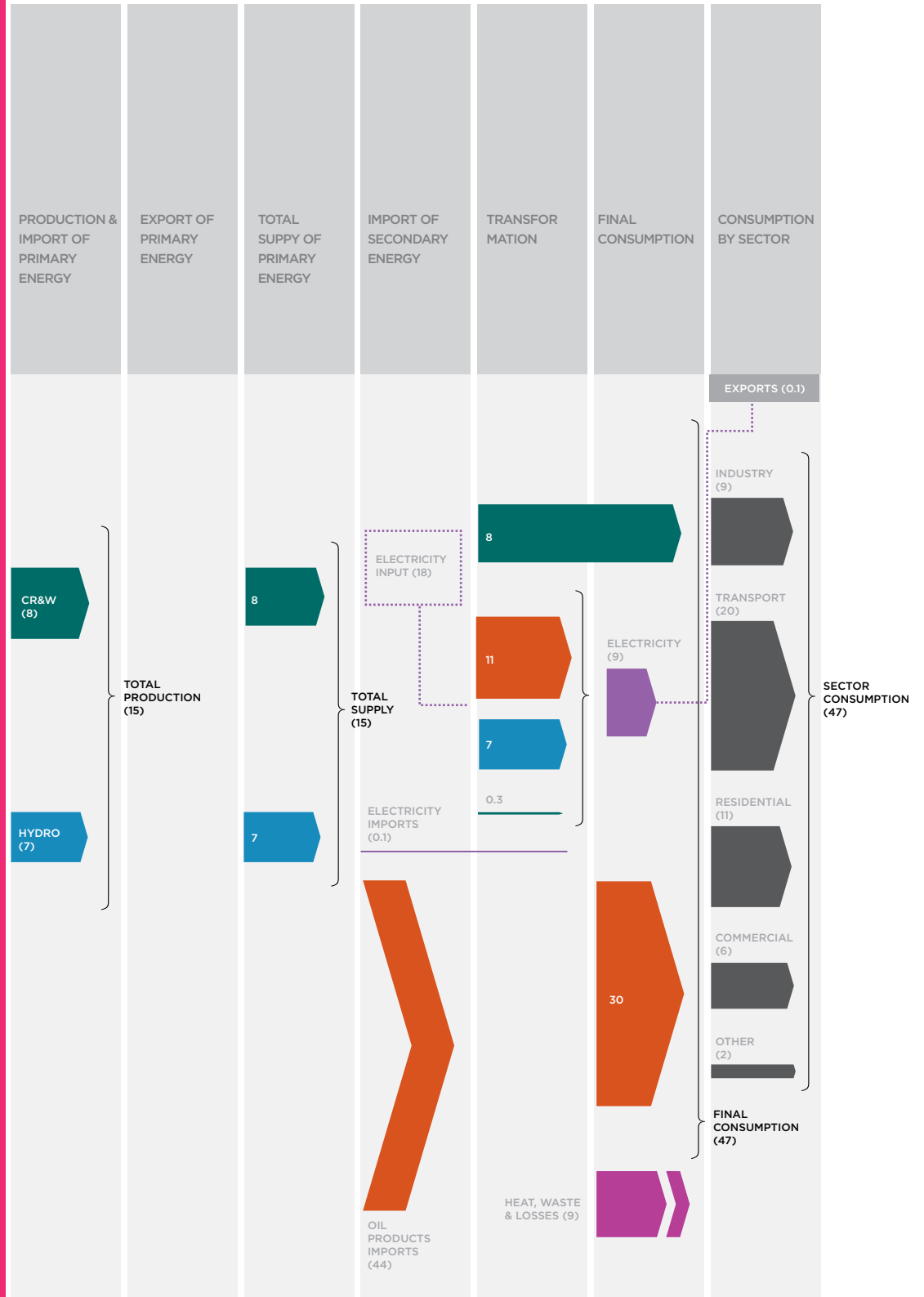


2005-2008

El principal aspecto a destacar en este período es que en 2002 Panamá cierra la refinería que la había permitido destacar como importador de petróleo crudo y exportador de productos para la cuenca del Caribe. Panamá aumentó sus importaciones de productos derivados en detrimento de la importación de crudo para refinarlo y dejó de exportar combustibles líquidos. También cesaron las importaciones de carbón, al tiempo que aumentó el consumo de energía a partir del recurso hidráulico.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

A partir de los cambios descritos arriba, el consumo total de energía se ubicó para este período en 58 mbepd, lo que representó un crecimiento de 4% sobre el período anterior. El consumo de productos derivados importados fue con ventaja el mayor de este período, totalizando 75% del total con casi 44 mbepd. La segunda fuente energética del país siguieron siendo los biocombustibles, con 8 mbepd -13% menos que el total del período anterior- y 14% del consumo total.

El consumo de energía hidráulica fue 20% mayor para este período con 6.5 mbepd, gracias en gran medida a la inauguración de la hidroeléctrica Estí con 120 MW de capacidad instalada en dos unidades generadoras en la provincia norteña de Chiriquí. También se amplió la capacidad instalada de las unidades 1 y 2 de la hidroeléctrica Bayano en 2002 y 2004 por 86 MW y se mejoraron las unidades generadoras de La Estrella y Los Valles en 2006 y 2007, ampliando así también la capacidad de generación hidroeléctrica del país.

Electricidad

El patrón de consumo de generación eléctrica se mantuvo estable entre el período anterior y este. Si bien el consumo creció de 9 a 11.5 mbepd, las proporciones de cada fuente se mantuvieron prácticamente iguales. Los combustibles líquidos abarcaron 63% del consumo, la hidrogenación 35% y los biocombustibles 2%. También se mantuvo estable la composición de la electricidad generada en cuanto a fuentes. De los 6,180.5 GWh generados, 60% fueron a partir de energía hidráulica y casi 40% a partir de los combustibles líquidos.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	11.47	63%	2424.25	3.47	39%
Hidrogenación	6.45	35%	3735.75	5.35	60%
Biocombustibles	0.29	2%	20.5	0.03	0%
Total	18.21	100%	6,180.50	8.86	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo final para este período se amplió 18%, totalizando casi 47 mbepd y los patrones de consumo tuvieron ligeros cambios. El consumo transportista, todo de derivados, creció 29% y pasó a representar 42% del consumo final con casi 20 mbepd. El consumo residencial, con una ligera caída, fue 23% del total con poco menos de 11 mbepd, del cual 66% fue biocombustibles, 18% electricidad y 16% derivados. El consumo industrial -61% líquidos, 20% biocombustibles, 10% electricidad y 10% carbón- llegó a 8 mbepd, 18% del consumo final. Por último, el sector residencial, 80% de electricidad, se ubicó en 6.3 mbepd para así representar 13% del consumo final por sectores.

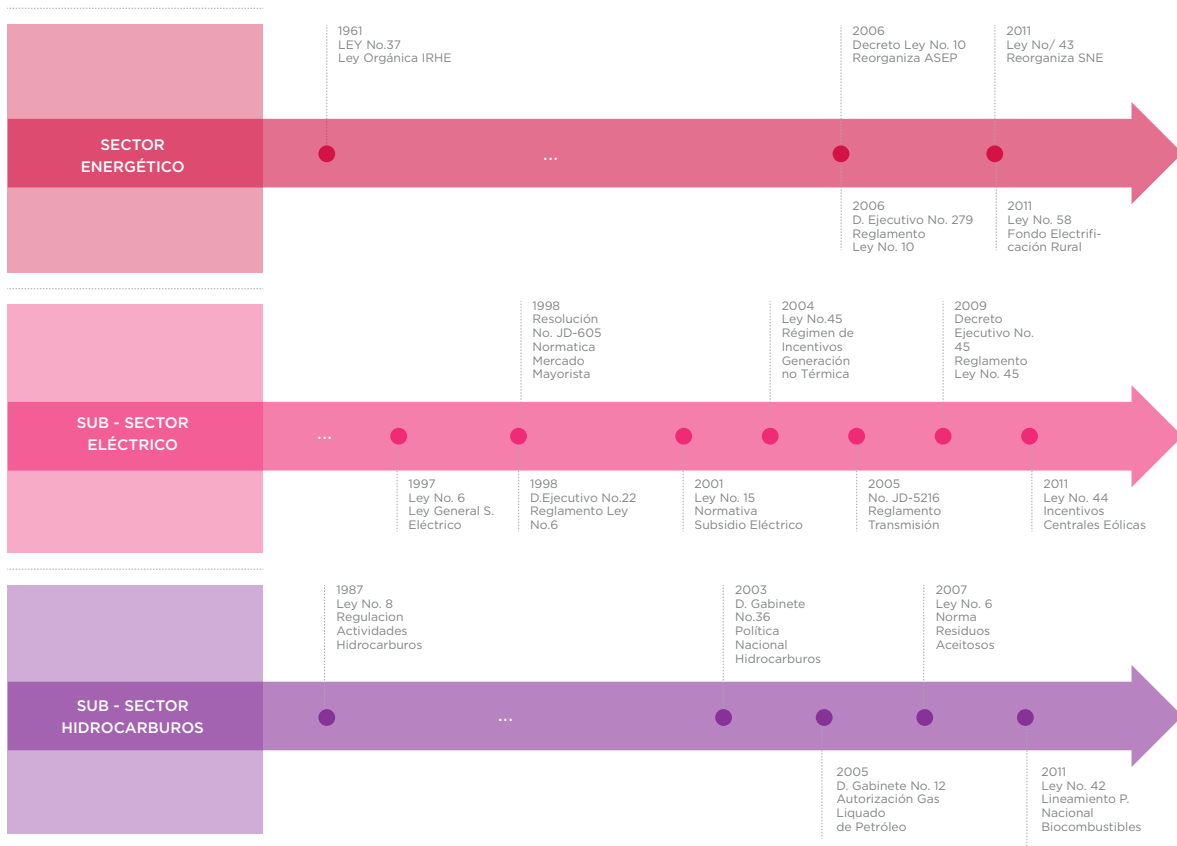
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	71.8	100	20.6	13.7	96.8
Biocombustibles	19.8	0	54.5	0.2	0
Electricidad	8.4	0	24.9	86.1	3.2
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del Marco Regulatorio del Sector Energético, Sub-Sector Eléctrico y Sub-Sector de Hidrocarburos en Panamá



Fuente: Elaboración propia

Principales reformas

En 1957, la junta militar que gobernó Honduras por 14 meses desde finales de 1956 crea la Empresa La configuración actual del sector energético de Panamá está delineada por tres instrumentos legislativos principales. En el sub-sector eléctrico el principal instrumento es la ley N° 6, denominada Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad (ley marco). En el sub-sector de hidrocarburos hay dos instrumentos legislativos claves uno es la Ley N° 8 promulgada en 1987 y conocida como Ley de Hidrocarburos¹³ y el otro es el Decreto de Gabinete N° 36 de 2003.¹⁴

La ley marco del sub-sector eléctrico de 1997 implicó un cambio importante en la estructura del sector, ya que, entre otras medidas, desintegró al Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)¹⁵ que durante más de 36 años fue el principal actor del sector eléctrico panameño.

En su creación, la responsabilidad del IRHE sobre el mercado eléctrico se limitaba a “estudiar, diseñar, construir, operar y administrar sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica”¹⁶ y tenía una presencia marginal en el mercado eléctrico, dominado para el momento por empresas privadas. Sin embargo, bajo la junta militar que gobernó Panamá por 21 años desde 1968, la influencia del instituto en el sector eléctrico se expandió.

En 1969 se firmó el decreto¹⁷ 235 el cual asignó al IRHE las funciones regulatorias y de diseño de políticas del sector eléctrico. Posteriormente, en 1972, se firmó el decreto¹⁸ 109 que nacionalizó los activos de la empresa norteamericana Compañía Panameña de Fuerza y Luz (principal empresa eléctrica del país), traspasándolos al IRHE. Finalmente, en 1973 el Gobierno emitió la ley 66¹⁹ que autorizó al Estado a adquirir de forma forzosa todos los activos de las empresas de servicio público de electricidad. Esta ley abrió paso para que el IRHE asumiera el control de una serie de empresas²⁰, lo que le permitió tomar el control monopólico de todas las actividades del sector eléctrico.

13 Ley N° 8, por la cual se regulan actividades relacionadas con los hidrocarburos. Firmada el 16 de junio de 1987. Publicada el 1 de julio de 1987. Gaceta Oficial 20834.

14 Decreto de Gabinete N° 36, Por el cual se establece una política nacional de hidrocarburos en la República de Panamá y se toman otras medidas. Promulgada el 17 de septiembre de 2003. Publicada el 22 de septiembre de 2003. Gaceta Oficial 24892.

15 Ley 37, por la cual se crea el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación como entidad autónoma del Estado. Firmada el 31 de enero de 1961. Publicada el 22 de febrero de 1961. Gaceta Oficial 14335.

16 Artículo 4to, apartado e.

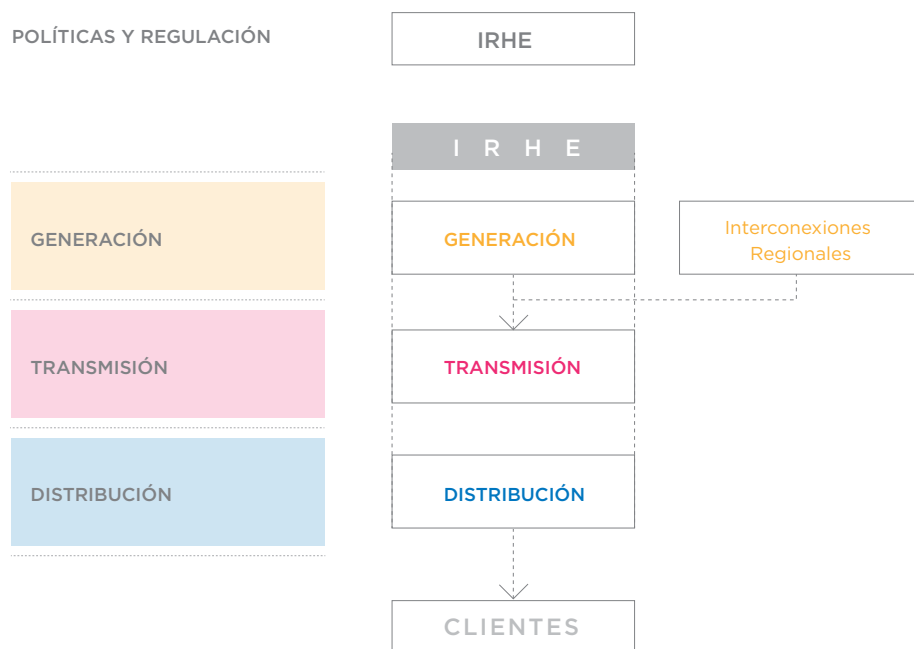
17 Decreto de Gabinete 235 por el cual se subroga la ley n° 37 de 31 de enero de 1961, orgánica del instituto de recursos hidráulicos y electrificación. Firmado el 30 de julio de 1969. Publicado el 19 de agosto de 1969. Gaceta Oficial 16427.

18 Decreto 109, por el cual se ocupa, provisionalmente, la Compañía Panameña de Fuerza y Luz. Firmado el 31 de mayo de 1972. Publicada el 8 de junio de 1972. Gaceta Oficial 17116.

19 Ley 66, por la cual se modifican los artículos 22, 51 y 53 del decreto ley n° 31 de 27 de septiembre de 1958 (por el cual se dictan disposiciones sobre la industria de electricidad). Firmada el 22 de agosto de 1973. Publicada el 30 de agosto de 1973. Gaceta Oficial 17421.

20 El gobierno nacionalizó: Empresas Eléctricas de Chiriquí en 1973, Hidroeléctrica de El Valle en 1976, y La Chorrera y Bocas del Toro, ambas en 1978.

Figura 1. Estructura del sub-sector eléctrico en Panamá, año 1990.



Fuente: Elaboración del autor con base en SNE, IRHE, ASEP, y marco regulatorio

En el sub-sector de hidrocarburos, en cambio, no había presencia de empresas del estado. A principios de la década de los 90, el actor prácticamente monopolista de la importación, producción y venta mayorista de productos derivados del petróleo era Texaco, que desde 1951 operaba la Refinería Panamá S.A. (Refpan) la única refinería en el país. En la distribución detallista había otras empresas privadas que mantenían estaciones de servicio.

Según la ley de hidrocarburos de 1987, el organismo encargado de las políticas del sector era el Ministerio de Comercio e Industrias, a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Los precios de toda la cadena de suministro estaban regulados por la Oficina de Regulación de Precios (ORP) que había sido creada en el año 1969²¹ como organismo especial, ya que no dependía de ningún ministerio.

Durante 1990, la operación de refinación de Texaco le permitió suplir el 82% de las gasolinas consumidas en el país y prácticamente el 100% del diésel y el fuel oil. Adicionalmente importaba los productos para satisfacer la demanda total cuando la producción era insuficiente. Por ejemplo, durante ese mismo año el 83% del consumo nacional de gas licuado del petróleo fue importado.²²

21 Decreto de Gabinete N° 60, por el cual se crea el organismo especial denominado oficina de regulación de precios y se derogan la ley 19 de 14 de febrero de 1952 y la ley 94 de 28 de diciembre de 1961. Firmada el 7 de marzo de 1969. Publicada el 13 de marzo de 1969. Gaceta Oficial 16318.

22 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos. 1998

Transición política y liberalización petrolera

Desde 1972 hasta 1985 la capacidad instalada de generación de IRHE creció casi cuatro veces, pasando de 226,5 MW a 860,5 MW, principalmente por inversiones en plantas hidroeléctricas. Sin embargo, a partir de la segunda mitad de la década de los 80 las finanzas de IRHE se fueron deteriorando, frenando el impulso de las inversiones. De hecho, en los 12 años que van desde 1985 a 1997 la capacidad instalada sólo creció 14,3%²³.

Un reflejo de la crisis que comenzó a presentar el sector desde mediados de los años 80 fue el decreto de emergencia promulgado por el gobierno de Manuel Noriega en 1987²⁴. El decreto, que buscaba reducir la demanda de electricidad, fue motivado principalmente por una sequía en los ríos que alimentaban las plantas de generación. El instrumento legal reducía la jornada laboral en una hora y restringía el horario de trabajo al período entre las 6 am y las 6 pm. Igualmente, redujo la jornada laboral del sector público a seis horas y media.

La crisis eléctrica ocurrió al mismo tiempo en que se sucedían cambios de importancia también en la situación política del país. El 20 de diciembre de 1989 ocurrió la invasión a Panamá del ejército de Estados Unidos en la cual se depuso y capturó al General Manuel Noriega, jefe del gobierno militar. Esta incursión militar puso fin al régimen militar que había gobernado al país desde el año 1968.

Un día antes de la invasión se juramentó como presidente a Guillermo Endara, que había ganado las elecciones realizadas en mayo de 1989 pero no había sido reconocido por el régimen militar. El gobierno de Endara se caracterizó por sus medidas dirigidas a promover una economía de mercado. Su plan denominado “Estrategia Nacional para el Desarrollo y la Modernización de la Economía: Políticas para la Recuperación, el Crecimiento Sostenido y la Creación de Empleos”, conocido también como “Plan Ford” (por el nombre del vicepresidente Guillermo Ford), inició procesos de liberalización en muchos sectores de la economía.

La reforma más importante en el sector energético fue la liberalización del mercado de los productos derivados del petróleo. Esta reforma se materializó en el año 1992 con la promulgación del decreto N° 29²⁵ y con la Resolución N° 329 de la Oficina de Regulación de Precios.

El decreto 29 reestructuró todo el mercado de importación y producción de productos derivados del petróleo al crear las zonas libres de petróleo, que en términos generales significó una serie de beneficios tributarios a las empresas del sector. Complementando a esta reestructuración,

23 Cifras de OLADE

24 Decreto Ejecutivo 14, por el cual se adoptan medidas laborales de carácter temporal por razón de la situación de emergencia nacional causada por la insuficiencia de energía eléctrica. Firmada y publicada el 27 de marzo de 1987. Gaceta Oficial 20769.

25 Decreto N° 29, por el cual se establece una política de liberalización del mercado petrolero en la república de Panamá y se toman otras medidas. Firmado el 14 de julio de 1992. Publicado el 22 de julio de 1992. Gaceta Oficial 22083.

la Oficina de Regulación de Precios²⁶ promulgó la resolución 329 que según explica Acodeco²⁷ “dejó sin efecto todas las resoluciones existentes que regulaban precios y fletes de transporte de los productos derivados de petróleo, y se liberaron completamente los márgenes del concesionario y distribuidor”²⁸.

El decreto de liberalización, que fue el instrumento clave en la reforma de 1992, incluyó modificaciones en varios aspectos del mercado de hidrocarburos. Entre las principales modificaciones se incluyen:

- Se crearon las “Zonas Libres de Petróleo”. Estas zonas eran extensiones territoriales definidas por el poder ejecutivo. En ellas, empresas autorizadas, podrían realizar todas las actividades relacionadas al mercado de los hidrocarburos libres de impuestos, aranceles y tasas. Por ejemplo, la importación y posterior venta de combustible a los barcos que cruzaban el canal no pagaban ningún tipo de impuestos.
- Permitió la importación de productos derivados del petróleo a todas las personas naturales y jurídicas.
- Creó la “tarifa de protección” que fue un arancel extra a los productos importados que podían ser producidos en las refinerías del país²⁹.
- Las empresas interesadas en operar en las zonas libres de petróleo sólo necesitarían un permiso expedido por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Comercio e Industrias.
- Se establece que los combustibles que ingresen al mercado doméstico deberán proceder exclusivamente de las zonas libres de petróleo.

Entre los años 1992 y 1993 se efectuaron tres modificaciones al decreto N° 29 que definieron algunos aspectos de su aplicación. En mayo de 1993 se publicó el reglamento de las zonas libres de petróleo.³⁰

El proceso de liberalización, y específicamente la creación de zonas libres de petróleo, buscaba promover la participación del sector privado en la producción e importación de productos derivados del petróleo. Efectivamente este objetivo se logró. A partir de 1992 se han creado 10 zonas libres de petróleo lo cual ha aumentado el número de participantes en el mercado. La primera de estas zonas se le otorgó a Texaco al definir, en el contrato-ley N° 35, el área de la refinería como zona libre de petróleo en 1992.³¹

26 La Oficina de Regulación de Precios fue eliminada en el año 1996 mediante la ley 29 que creó a la Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. Para el año 2013 a esta institución se le conoce como la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia (ACODECO).

27 ACODECO: Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia.

28 Acuerdo No.-PC 368-02. Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. 5 de agosto de 2002

29 En términos prácticos esta reforma redujo la ventaja impositiva que beneficiaba a los productos refinados en el país, ya que redujo el arancel de importación de 70% a 20% con una reducción anual a partir de 1992 del 1% por los siguientes 15 años hasta llegar a 5%.

30 Decreto Ejecutivo N° 26, reglamenta el decreto de gabinete n° 29 de 14 de julio de 1992, modificado por el decreto de gabinete n° 38 de 9 de septiembre de 1992, por el decreto de gabinete n° 4 de 3 de febrero de 1993 y por el decreto de gabinete n°14 de 7 de abril de 1993. Firmado el 6 de mayo de 1993. Publicado el 18 de mayo de 1993. Gaceta Oficial 22287.

31 Ley N° 31, Por la cual se aprueba el Contrato N° 35 celebrado entre el Estado y la sociedad denominada Refinería Panamá, S.A. Firmada el 31 de

En el mercado eléctrico no hubo mayores cambios, aunque se seguían manifestando los problemas que habían emergido en la década de los 80. De hecho, en 1992, el gobierno de Endara tuvo que decretar medidas de emergencia similares a las impuestas en el año 1987 debido a la insuficiencia de energía eléctrica³².

Reformas profundas en el sector eléctrico

En las elecciones de 1994 gana Ernesto Pérez Balladares, el candidato del Partido Revolucionario Democrático (PRD). Su plan de gobierno fue denominado “Políticas Públicas para el Desarrollo Integral: Desarrollo Social con Eficiencia Económica”, mejor conocido como el “Plan Chapman”, ya que su principal propulsor fue el ministro de economía Guillermo Chapman. En el Plan Chapman, que mantenía el enfoque del gobierno anterior de propiciar el desarrollo de una economía de mercado en el país, se hacía explícita la necesidad de reestructurar y privatizar algunas empresas de servicios públicos, entre ellas el IRHE. En el proceso participaron organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial.

Los cambios en el sector eléctrico se iniciaron con la promulgación en 1995 de la resolución 245³³ en la cual se aprobó el “Programa de Reforma del Sector Eléctrico”. En este programa se estipulaban los siguientes lineamientos:

- Preparar las funciones en el sector:
 - Formulación y coordinación de políticas, Órgano Ejecutivo.
 - Regulación del sector, ente independiente y autónomo.
 - Prestación de servicios, empresas privadas, públicas y mixtas.
- Establecer reglas claras para las actividades del sector.
- Creación del órgano regulador.

Incluía además seis elementos básicos que debía contemplar la nueva organización del sector:

- Un mercado mayorista con competencia de precios entre los actores.
- Acceso de los generadores privados a las redes de transmisión y distribución de IRHE.
- Desarrollo independiente de proyectos de generación pequeños por parte del sector privado.

diciembre de 1992. Publicada el 6 de enero de 1993. Gaceta Oficial 22198.

³² Decreto Ejecutivo N° 21, por el cual se adoptan medidas laborales de carácter temporal por razón de la situación de emergencia nacional causada por la insuficiencia de energía eléctrica. Firmada el 8 de abril de 1992. Publicada el 9 de abril 1992. Gaceta Oficial 22011.

³³ Resolución de Gabinete. Por la cual se aprueban lineamientos de política para la implementación de las reformas que serán desarrolladas en la prestación de los servicios de abastecimiento de agua potable y saneamiento así como en los sectores electricidad, portuario y telecomunicaciones. Firmada el 16 de agosto de 1995. Publicada el 25 de agosto de 1995. Gaceta Oficial 22855

- Desarrollo de proyectos privados para cogeneración, para autoconsumo, ventas a grandes consumidores y ventas marginales al sistema interconectado.
- Reglas para las transacciones de energía por interconexiones internacionales.
- Regulación de las tarifas a los usuarios finales.

En enero de 1996 se firma la creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP)³⁴ a través de la ley 26³⁵. Esta ley no definió las atribuciones del nuevo organismo sobre el sector eléctrico, ya que dejaba esta definición a las legislaciones específicas de cada sector. Por lo tanto, no será hasta 1997 cuando se defina en la Ley Marco todas las características de la regulación en el sector eléctrico.

La resolución 245 estimaba que la aprobación de la Ley Marco por la Asamblea Legislativa debía ocurrir en febrero de 1996, sin embargo, la aprobación de la Ley 6³⁶ tardó un año más, publicándose en febrero de 1997. La Ley Marco derogó las principales leyes que habían regulado el sector desde 1958, por lo que su promulgación significó una reestructuración radical del sub-sector eléctrico. Entre los aportes más resaltantes de la ley 6 se pueden destacar:

- **Papel del Estado en el sub-sector eléctrico:** Limitó su intervención únicamente a actividades de regulación, formulación de políticas, la red de transmisión y a atender áreas no servidas. Se establece específicamente que una de las labores del Estado es la de garantizar la libertad de competencia en las actividades del sector eléctrico.
- **Formulación de políticas:** Se creó la Comisión de Política Energética para que definiera las políticas de todo el sector energético. Esta comisión estaba adscrita al Ministerio de Planificación y Política Energética.
- **Regulador:** Se otorgaron amplios poderes regulatorios y sancionatorios al ERSP. Entre ellos la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones y licencias a los operadores privados y el mandato de regular todo lo relacionado a la operación del sistema interconectado nacional.
- **Actores del sector:** Creó la figura de Prestadores del Servicio Público de Electricidad, en los cuales se incluyeron a las empresas de servicios públicos de electricidad, los autogeneradores y cogeneradores, los municipios que decidieran proveer el servicio público de electricidad, las cooperativas y otras organizaciones similares y las entidades que para ese momento estaban proveyendo algún servicio eléctrico.
- **Empresas eléctricas del Estado:** Excluyó a las empresas eléctricas estatales de la aplicación de leyes previas que las obligaban a solicitar aprobación de otras instancias del

³⁴ Los servicios públicos son definidos en la ley como: Abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones y electricidad.

³⁵ Ley N° 26. Por la cual se crea el ente regulador de los servicios públicos. Firmada el 29 de enero de 1996. Publicada el 30 de enero de 1996. Gaceta Oficial 22962.

³⁶ Ley N° 6. Por la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Firmada 3 de febrero de 1997. Publicada el 5 de febrero de 1997. Gaceta Oficial 23220.

Ejecutivo para sus contrataciones. Esto les otorgó mayor autonomía de gestión. Adicionalmente, estableció la estructura organizativa de estas empresas.

- **Transmisión:** Crea la Empresa de Transmisión que se mantiene bajo la propiedad del Estado y controla 100% de los activos de la red de transmisión.
- **Participación privada:** Estableció la privatización de las empresas eléctricas estatales, permitiendo vender más de 51% de las acciones de las empresas de generación termoeléctrica y de distribución y hasta 49% de las acciones (formando empresas mixtas) de las empresas de generación hidroeléctrica. Igualmente, estableció que 100% de la empresa de transmisión debía quedar en manos del Estado.
- **Concesiones:** Estableció el marco regulatorio para el otorgamiento de concesiones para las instalaciones de generación hidroeléctrica, geotermoeléctrica y para proyectos de transmisión y de distribución. La vigencia de las concesiones se fijó en un máximo de 50 años para las instalaciones de generación, 25 años para las empresas de transmisión y 15 años para las empresas de distribución.
- **Licencias:** Estableció la posibilidad de otorgar licencias para todas aquellas actividades de generación distintas a las que requieran concesión.
- **Integración vertical:** Eliminó la integración vertical de las empresas del sector eléctrico. Sólo se exceptuó de esta regulación a las empresas de distribución, pero sólo podrían participar en la generación si esta no representaba más de 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.
- **Generación:** Estableció que ninguna empresa privada podía controlar directa o indirectamente más de 25% de la energía demandada en el mercado nacional.
- **Despacho de carga:** Dejó la responsabilidad del despacho de carga en manos del Centro Nacional de Despacho (CDN), que era una dependencia dentro de la Empresa de Transmisión.
- **Interconexiones internacionales:** Permite a los agentes del mercado participar en el comercio internacional de electricidad. Estas transacciones quedaron exentas de todo gravamen e impuestos de importación y exportación.
- **Distribución:** Prohíbe que la misma empresa de distribución reciba concesiones de zonas de distribución adicionales si esta adición le permitiría atender a más de 50% de los clientes del mercado nacional.
- **Electrificación rural:** Creó la Oficina de Electrificación Rural para promover la electrificación a zonas rurales no servidas, no concesionadas y no rentables.
- **Precios y tarifas:** Se estableció que ERSP tendría la responsabilidad de determinar las tarifas por los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada, dejando a la libre determinación del mercado las tarifas cobradas en el mercado mayorista.

- **Subsidios:** Se estableció una restricción en la cual el subsidio a los clientes finales no podría superar 20% del costo del servicio.
- **Energía renovable:** Se obligó a las empresas de distribución a otorgarle en sus licitaciones una preferencia de hasta 5% del precio a las empresas generadoras con fuentes renovables. Esta preferencia incluyó a la generación con gas natural comprada por la Empresa de Transmisión por lo primeros diez años de vigencia de la ley (2007).
- **Reestructuración del IRHE:** Se estableció la obligación de reestructurar el IRHE para que se dividiera en al menos seis empresas que debían ser posteriormente privatizadas.

En los años posteriores a la reforma se dictaron los reglamentos que regirían la nueva estructura del sector. Particularmente en 1998 se dictaron las normativas que dieron forma al Mercado Mayorista³⁷ y se efectuó la primera reforma a la Ley 6³⁸.

La primera modificación a la Ley N° 6, que fue firmada a los pocos meses de la promulgación de la ley marco, buscó ajustar más claramente la participación privada en el mercado eléctrico y aumentó las atribuciones del Ente Regulador de los Servicios Públicos. Entre los cambios más importantes de la ley se incluyen:

- Se modificó el método de cálculo para la actualización de las tarifas, indexándolo únicamente al índice inflacionario.
- Se estableció claramente la atribución de ERSP para controlar activamente el abuso de posición dominante en el mercado eléctrico por parte de los agentes del mercado.
- Se posibilitó a la ERSP a modificar los límites de concentración de mercado para la solicitud de concesiones en la distribución y la generación. Estos límites se habían establecido en 25% de la demanda total del mercado eléctrico nacional a las empresas de generación y 50% de los clientes del mercado nacional a las de distribución.
- Modificaciones en el método de despacho. Establece la obligación de despachar las plantas de generación al costo marginal de corto plazo, eliminando otras posibilidades.
- Se eliminó la restricción de que las empresas mixtas estuvieran controladas por gobiernos extranjeros.
- Se modificaron ciertas condiciones en el funcionamiento del mercado en los primeros cinco años de vigencia de la ley.

³⁷ Resolución N° 605. Por medio del cual se aprueban las reglas para el mercado mayorista de electricidad de la República de Panamá. Firmada el 24 de abril de 1998. Publicada el 28 de abril de 1998. Gaceta Oficial 23531

³⁸ Decreto Ley N° 10. Por el cual se modifican algunos artículos de la ley 6 de 3 de febrero de 1997, mediante la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Firmada el 26 de febrero de 1998. Publicada el 28 de febrero de 1998. Gaceta Oficial 23490-A

Privatización del IRHE

La columna vertebral de la reforma impulsada por el Plan Chapman era la eliminación del control monopólico que mantenía el IRHE del mercado eléctrico panameño. Para el año 1997 el IRHE contaba con una capacidad instalada de generación de 910 MW, con 60% concentrado en plantas hidráulicas y el resto en plantas térmicas. Su red de distribución alcanzaba a 68,2% de la población, representando 371 mil conexiones residenciales.³⁹ La empresa, que tenía serios problemas administrativos, presentaba 23% de pérdidas técnicas y comerciales y sólo tenía una cobertura de 50% en la población rural, según cifras del Banco Mundial⁴⁰.

Toda las ineficiencias del sector impactaban en las tarifas pagadas por los usuarios residenciales, que promediaron 0,118 centavos de dólar/Kwh en 1997, las más altas de la región. El plan estimaba que la eficiencia del sector como un todo aumentaría mediante la desintegración del monopolio estatal, la eliminación de la integración vertical y la promoción de un mercado competitivo, lo cual repercutiría en las tarifas a los usuarios finales.

Para la privatización, el Estado dividió a la IRHE en ocho empresas, cuatro de generación, tres de distribución y una de transmisión. Primero se efectuó el proceso de privatización para las empresas de generación, que como estipulaba la ley marco sólo podían vender hasta 49% de sus acciones si entre los activos se incluían plantas de generación hidráulica, por lo tanto, sólo en el caso de Bahía las Minas (que solo tenía plantas de generación térmica) la empresa privada pudo controlar la mayoría accionaria. El proceso de venta se consideró un éxito, ya que se recibieron 26 ofertas de empresas privadas interesadas.

En conjunto, las cuatro empresas de generación vendidas en 1998 produjeron ingresos por 302 millones de dólares al Estado panameño. El cuadro 1 resume los resultados de las privatizaciones para las empresas de generación que ocurrió en 1998.

³⁹ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico. 1998

⁴⁰ World Bank. Project appraisal document on a proposed loan in the amount of us\$12.7 million to the Republic of Panama for a utilities restructuring technical assistance project. December 19th 1997.

Cuadro 1. Resultados de la privatización de las empresas de generación. Año 1998

Empresas de generación	Capacidad instalada (MW)	Empresa compradora	Monto pagado (MM de USD)	Porcentaje de participación comprado	Participación de empleados
Bayano	192	AES Corporation	46*	49%	2%
Bahía las Minas	292	Enron International	92	51%	10%
Fortuna	300	Coastal Power and Hydro-Quebec	118	49%	2%
Chiriqui	222	AES Corporation	46*	49%	2%

Fuente: International Finance Corporation. Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación. http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/a21a86804983912d83d4d3336b93d75f/CIA_PPPseries_IRHE.pdf?MOD=AJPERES

* AES compró las dos empresas por un total de 92 millones de dólares.

En 1999 se efectuaron las ofertas públicas de las empresas de distribución. En este proceso participaron 17 compañías oferentes. Los tres ganadores de las licitaciones pagaron un total de 301 millones de dólares por las acciones de estas empresas. En el cuadro 2 se resume el resultado del proceso de privatización de las empresas de distribución.

Cuadro 2. Resultados de la privatización de las empresas de distribución. Año 1999

Empresas de distribución	Clientes	Empresa compradora	Monto pagado (MM de USD)	Participación de empleados
Metro-Oeste	195,000	Union Fenosa	106*	10%
Noreste	148,000	Constellation Power	89	10%
Chiriqui	65,000	Union Fenosa	106*	10%

Fuente: International Finance Corporation. Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación. http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/a21a86804983912d83d4d3336b93d75f/CIA_PPPseries_IRHE.pdf?MOD=AJPERES

* Unión Fenosa pagó 212 millones de dólares en conjunto por los activos de las dos empresas.

Según las estimaciones del IFC, el proceso de desintegración y posterior venta del IRHE significó un aumento en la eficiencia de las empresas del mercado eléctrico, lo cual repercutió directamente en una reducción de hasta 10% en el promedio de las tarifas eléctricas pagadas por los usuarios finales.⁴¹

41 International Finance Corporation. Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación. Succeed Story. http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/a21a86804983912d83d4d3336b93d75f/CIA_PPPseries_IRHE.pdf?MOD=AJPERES

Fortalecimiento institucional y subsidios eléctricos

Las elecciones presidenciales de mayo de 1999 fueron ganadas por Mireya Moscoso, viuda de Arnulfo Arias Madrid, quien fuera el presidente derrocado por los militares liderados por Omar Torrijos en 1968. La propuesta energética del gobierno de Moscoso, cuyos lineamientos se establecieron en el documento “Nuestro compromiso por el cambio”, establecía una continuación a las políticas liberalizadoras de los gobiernos anteriores e incluyó un especial enfoque en el desarrollo de la infraestructura rural.

La gestión del gobierno de Moscoso con respecto al sector energético se caracterizó por sus esfuerzos en la consolidación de las reformas de la década de los 90. En el sub-sector de hidrocarburos se establece, con el decreto N° 36, la política nacional de hidrocarburos. En el sub-sector eléctrico, por su parte, las medidas estaban destinadas principalmente a la consolidación del mercado mayorista y las instituciones creadas en 1996 con la ley marco.

El Ente Regulador de los Servicios Públicos tuvo un rol determinante durante el proceso de consolidación del mercado eléctrico. En el período 1999- 2004, el ente regulador publicó más de 55 resoluciones con respecto al mercado eléctrico donde se incluyeron asuntos como el régimen tarifario, los precios en el mercado mayorista, las concesiones, aprobación de planes de expansión, entre otras. Todas estas resoluciones dieron forma al mercado eléctrico panameño y sirvieron para que al quinto año de la promulgación de la Ley el mercado mayorista llegara a su pleno funcionamiento

A principios de la década de 2000, los precios de los combustibles comenzaron a subir aceleradamente aumentando por lo tanto los costos de generación térmica, que representaba 49% de la generación del país para ese momento. El Gobierno, buscando reducir el impacto del aumento de las tarifas sobre los clientes más vulnerables, introdujo ante la Asamblea Legislativa un proyecto de ley para subsidiar a los usuarios con consumos menores a 100 Kwh.

La Asamblea Legislativa aprueba el proyecto presentado, creando en febrero de 2001 la Ley N° 15⁴² que estableció las normas para los subsidios al consumo residencial de electricidad. En esta ley se diseñó un mecanismo de subsidios cruzados que no implicaba una carga fiscal para el Estado. El subsidio cruzado establecía que los clientes residenciales con consumo de subsistencia (consumo menor a 100 Kwh) recibirían un descuento que sería financiado por los clientes con consumos mayores a 500 Kwh.

⁴² Ley N° 15. Que establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones. Firmada el 7 de febrero de 2001. Publicada el 9 de febrero de 2001. Gaceta Oficial 24238.

El mecanismo diseñado, que estaba administrado por las empresas distribuidoras, estableció un fondo que se financiaría con un sobrecargo (hasta 0,6% del monto total de la factura) a la factura mensual de electricidad y potencia de los clientes de alto consumo. Las distribuidoras, utilizando el dinero acumulado en el fondo, reducirían el monto de las facturas de los usuarios de subsistencia hasta por 20% del cargo total.

Este mecanismo de subsidio cruzado fue un complemento al sistema de subsidios eléctricos que ya existía en el país. Para 2003, el ente regulador calculaba que los subsidios relativos a la ley N° 15 representaban 25,4% del total de transferencias pagadas a los 263.017 clientes beneficiarios de subsidios⁴³. La mayoría del gasto en subsidios se originaba por una ley de 1987⁴⁴ que beneficiaba a los hogares donde hubiera jubilados, pensionados o personas de la tercera edad otorgándoles un descuento de 25% por los primeros 600KWh consumidos.

Política nacional de hidrocarburos: decreto N° 36

En el año 2002 Texaco cierra su refinería en Panamá. Ese año el gobierno y la empresa petrolera llegaron a un acuerdo⁴⁵ para terminar de forma anticipada el contrato-ley n° 35 firmado en 1992. El cierre de Refpan fue la culminación de un conflicto entre el gobierno de Panamá y Texaco sobre los términos del contrato de operación. La empresa norteamericana mantuvo la capacidad de almacenamiento instalada y, bajo nuevas condiciones, conservó el permiso de operación en la zona libre de petróleo.

El conflicto entre Texaco y el gobierno panameño, donde Texaco solicitó un arbitraje internacional en 1999, se produjo por las políticas de precios. Como estipulaban los decretos de liberalización y el contrato N° 35, los productos importados tenían un arancel de importación denominado “tarifa de protección”. Esta tarifa beneficiaba a la única refinería del país pero, según algunas instituciones del estado como la CLICAC⁴⁶, estaba afectando el mercado de derivados.

El cierre de la refinería tuvo un gran impacto en el mercado de hidrocarburos panameño. Texaco seguía siendo, en el año 2001, el proveedor monopólico de derivados del petróleo en el país. El nuevo escenario obligó al gobierno a adaptar sus políticas de hidrocarburos, priorizando ahora la modernización del mercado de importación de combustibles. En ese contexto se promulga en septiembre de 2003 el Decreto de Gabinete N° 36, donde se “establece una política nacional de hidrocarburos”⁴⁷.

43 Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Informe: Subsidios a clientes del sector eléctrico en Panamá a diciembre 2011. Abril de 2012.

44 Ley N°6. Por la cual se adoptan medidas en beneficio de los ciudadanos jubilados, pensionados, de la tercera y cuarta edad y se crea y reglamenta el impuesto de timbre denominado paz y seguridad social. Firmada el 10 de junio de 1987. Publicada el 22 de junio de 1987. Gaceta Oficial 20827

45 Convenio N° 1. Contrato entre el ministerio de comercio e industrias y Kevin Wolahan, en nombre y representación de Refinería de Panamá, S.A. Firmado el 20 de mayo de 2002. Publicado el 2 de julio de 2002. Gaceta Oficial 24586.

46 Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. Nota Técnica N° 12. Octubre de 1999.

47 Porción del título del decreto

El decreto N° 36 derogó el decreto de liberalización del año 1992 y todas sus reformas. Convirtiéndose en la principal legislación sobre el mercado de los hidrocarburos, ya que su texto contenía disposiciones sobre todas las actividades del mercado. Entre los asuntos más importantes que incorporó el decreto N° 36 están:

- Estableció las competencias y funciones de la Dirección General de Hidrocarburos sobre el mercado de hidrocarburos;
- Normó las condiciones y obligaciones para el otorgamiento de los contratos y permisos;
- Estableció todas las disposiciones relativas a las zonas libres de petróleo, incluyendo la obligación de que todos los derivados del petróleo que vayan dirigidos al mercado doméstico deberán pasar primero por las zonas libres de petróleo;
- Creó once tipos de permisos para los actores del mercado de derivados del petróleo, entre los que destacan:
 - Permiso de usuario de zona libre de petróleo Tipo A: permiten la venta de los derivados hacia el mercado doméstico;
 - Permiso de usuario de zona libre de petróleo Tipo B: no permiten la venta al mercado doméstico, sólo se autoriza a vender los derivados a terceras personas fuera del territorio panameño;
 - Permiso para proveer productos derivados de petróleo a través de barcazas; para los que venden combustible en barcazas.
 - Permiso para la importación de combustibles para la generación eléctrica;
 - Permiso para la importación de Gas Licuado del Petróleo.
- Limitó la duración de los contratos de operación de las zonas libres de petróleo a 15 años, con la posibilidad de una sola extensión por 5 años adicionales;
- Creó la Reserva Estratégica Nacional de Productos Derivados del Petróleo; que obliga a todas las empresas importadoras y distribuidoras a tener permanentemente una reserva de derivados equivalente a 10 días de ventas;
- Estableció el mecanismo de cálculo del precio de paridad de importación, que es el precio máximo a lo que las importadoras pueden vender sus productos a los distribuidoras para el mercado doméstico;
- Creó el Comité Gubernamental de Coordinación de las Actividades de Hidrocarburos, que tenía el objetivo de brindar asesoramiento a la Dirección General de Hidrocarburos, Dirección General de Ingresos y Dirección General de Aduanas y demás instituciones del Estado que así lo requieran.

Entre los años 2004 y 2005 se promulgaron cuatro decretos reformando partes del decreto N° 36 donde se modificaron disposiciones sobre asuntos administrativos, se cambiaron características de la reserva estratégica de productos derivados del petróleo, se permitió la importación de asfalto sin que tuviera que pasar por las zonas libres del petróleo y algunos otros temas.

Precios de los combustibles: Intentos de mitigación de la volatilidad

Durante los años siguientes a la liberalización del mercado eléctrico, la capacidad instalada de generación térmica creció más rápido que la de generación con renovables. Entre 1997 y el 2003 la capacidad instalada de generación hidráulica había pasado de 551,4 MW hasta 831 MW creciendo 51%, mientras que la generación térmica aumentó 66,9%, pasando de 432,6 MW a 722,2 MW⁴⁸. Esta situación causaba alarma a los hacedores de políticas públicas, ya que todo el combustible utilizado en la generación térmica era importado y con precios muy volátiles.

Así, en el año 2004 se aprueba en la Asamblea Legislativa la Ley N° 45⁴⁹ (segunda reforma a la ley N° 6) que establecía un régimen de incentivos fiscales, de compra-venta y administrativos a proyectos de energías renovables⁵⁰. Entre los incentivos más destacables estaba la eliminación de la obligación de cumplir el paso de la “conurrencia” al otorgarse concesiones, lo cual permitía a las empresas interesadas solicitar concesiones sin tener que participar en una licitación pública. Igualmente, se les exoneraba del pago de los costos de transmisión y distribución a las centrales de energía renovable menores a 10 MW.

En el plano fiscal, se eliminaron los impuestos de importación, aranceles y tasas a la importación de materiales y equipos para la construcción de las plantas. Igualmente, se otorgaron beneficios impositivos a todas las plantas según su nivel de reducción de carbono. Con esta legislación, según los proponentes, se esperaba un aumento de las inversiones en proyectos de energía renovables. Sin embargo, la tendencia de crecimiento de las plantas de generación térmica se siguió manteniendo. Desde 2004 hasta 2011 la capacidad instalada de plantas térmicas creció 55,8%, mientras que la de energías renovables creció 12,4%⁵¹. A pesar de la importancia que se le otorgó a la Ley N° 45, no fue hasta cinco años después que se aprobó su reglamento⁵².

En 2004 el Gobierno enfrenta mucha presión para que tome medidas adicionales que amortigüen la volatilidad de las tarifas eléctricas, las cuales estaban siendo arrastradas por las variaciones en los precios del petróleo. En este contexto, el Gobierno decide crear un mecanismo de estabilización de las tarifas eléctricas que se denomina Fondo de Estabilización Tarifaria (FET)⁵³.

48 Olade. Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

49 Ley N° 45. Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones. Firmada el 4 de agosto de 2004. Publicada el 9 de agosto de 2004. Gaceta Oficial 25112.

50 Proyectos incluidos: sistemas de centrales de mini hidroeléctricas (menores a 10 MW de capacidad instalada), sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas (entre 10 y 20 MW de capacidad instalada), sistemas de centrales hidroeléctricas (más de 20 MW de capacidad instalada), sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias (fuentes solares, eólicas y biomasa).

51 Olade. Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

52 Decreto Ejecutivo N° 45. Por el cual se reglamenta el régimen de los incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, contemplados en la ley no. 45 de 4 de agosto de 2004. Firmada el 10 de junio de 2009. Publicada el 16 de junio de 2009. Gaceta Oficial 26304.

53 Resolución de Gabinete N° 6 del 28 de enero de 2004. Publicada el 30 de enero de 2004. Gaceta Oficial 24978.

El FET debía ser administrado por la empresa estatal de transmisión (ETESA) y sería fiscalizado por el ERSP. Según su diseño, el fondo lograría la estabilidad de las tarifas mediante la fijación de un nivel fijo del precio del petróleo (crudo West Texas Intermediate en \$40 en 2004). El precio fijo se usaría para calcular la tarifa “estabilizada” de la electricidad. Cuando el precio del petróleo superara el nivel establecido, el fondo se usaría para transferir a los usuarios finales la diferencia entre la tarifa “estabilizada” y la de mercado. Si, por el contrario, el precio del petróleo se ubicaba por debajo del nivel establecido, se cobrarían las tarifas calculadas a precio “estabilizado” y se transferiría al fondo el dinero producto de la diferencia entre ese precio y la tarifa de mercado.

En la práctica, el FET ha funcionado como un subsidio adicional a los usuarios finales que ha sido financiado por el Estado. Según los cálculos del ERSP, para el año 2004 el monto aportado por el Estado en el FET se ubicó en 26,2 millones de balboas. En ese mismo año el total de los subsidios a los clientes finales se ubicó en 10.8 millones de balboas. Para el año 2011 esta relación fue mucho más pronunciada, ya que el FET transfirió a los clientes un total de 224,5 millones de balboas, mientras que como producto de los subsidios eléctricos establecidos se transfirieron 24,7 millones de balboas.

El estado empresario y regulador en el mercado eléctrico

El ganador de las elecciones presidenciales del 2004 fue el economista Martín Torrijos, hijo de Omar Torrijos. El nuevo presidente, de inclinación socialdemócrata, fue electo presentando una plataforma denominada Patria Nueva que buscaba el desarrollo económico con un enfoque de mercado, pero con un énfasis en la justicia social. En materia energética el nuevo Presidente ponía entre sus prioridades el desarrollo de las hidroeléctricas, la reducción de la dependencia del petróleo y el fortalecimiento institucional del Estado en el diseño de las políticas energéticas.

En el año 2005 el Gobierno creó⁵⁴ la Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE) para que analizara el mercado eléctrico e hiciera recomendaciones para mejorar su funcionamiento. Esta comisión fue de mucha importancia, ya que sus informes fueron tomados en cuenta en las decisiones del gobierno de Torrijos. Uno de los informes publicados por la comisión estimaba que existían indicios de serias distorsiones en el mercado eléctrico y que el Gobierno debía tomar medidas legales al respecto⁵⁵.

A dos años de asumir la presidencia de la república, el Gobierno toma dos decisiones que apuntan a lograr el objetivo de fortalecer las instituciones del sector y de mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico. La primera de estas decisiones es la reestructuración del Ente Regulador de los Servicios Públicos y la segunda es la creación⁵⁶ de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA).

54 Decreto de Gabinete N° 27. Por el cual el gobierno nacional toma medidas para el ahorro energético y de combustible. Firmado el 21 de septiembre de 2005. Publicado el 23 de septiembre de 2005. Gaceta Oficial 25392-A

55 <http://www.panamaamerica.com.pa/notas/585554-distorsiones-en-mercado-electrico-sin-investigar>

56 Resolución de Gabinete N° 23. Que autoriza la expedición del pacto social mediante el cual se constituye la empresa de generación eléctrica S.A.

Mediante el Decreto Ley N° 10 del año 2006⁵⁷, el Gobierno hace una reestructuración del ERSP y sustituye su nombre por el de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Además, hace una reestructuración en su estructura organizativa incluyendo nuevas direcciones. Igualmente, modificó la dirección del organismo, al sustituir la junta directiva de tres miembros que estaba en la ley original por la figura de un único administrador nombrado por el ejecutivo y ratificado por la asamblea legislativa. Se extendió el período de gestión del órgano de dirección por dos años, llegando a siete años de gestión.

Sin embargo, los cambios más importantes de esta reforma estaban en las atribuciones y funciones del nuevo organismo. En la reforma del 2006 se facultó a la ASEP para regular la distribución del gas natural. Igualmente, se le encomendaron funciones referentes al control de las prácticas anticompetitivas de los mercados de servicios públicos. Estas nuevas funciones incluyeron principalmente actividades de asistencia a la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia.

También en el año 2006 se creó EGESA como una empresa controlada completamente por el Estado. La intención era que la empresa participara en el mercado de generación en las mismas condiciones que las empresas privadas, lo cual aumentaría la competencia. Sin embargo, sería tres años después, en 2009, cuando inicie operaciones su primera planta, de 40 MW, que sólo funciona como respaldo.

Centralizando las políticas: Secretaría Nacional de Energía

Un grupo de medidas del gobierno de Martín Torrijos en materia energética buscaba fortalecer las instituciones de políticas del sector. Así, en junio del año 2007⁵⁸ el gobierno crea la Secretaría de Energía con la función principal de coordinar a todos los organismos de políticas⁵⁹ que existían para el momento. La secretaría, que estaba adscrita a la presidencia de la república, estaba integrada por seis miembros, todos representantes de organismos y empresas del Estado⁶⁰. Algunos meses después, mediante otro decreto ejecutivo⁶¹, el gobierno modifica la composición de la directiva de la secretaría e introduce al ministro de Comercio e Industrias.

Firmado el 29 de marzo de 2006. Publicado el 31 de marzo de 2006. Gaceta Oficial 25515

57 Decreto Ley N° 10. Que reorganiza la estructura y atribuciones del ente regulador de los servicios públicos y dicta otras disposiciones. Firmado el 22 de febrero de 2006. Publicado el 24 de febrero de 2006. Gaceta Oficial 25493

58 Decreto Ejecutivo N° 124. Que crea la Secretaría de Energía, adscrita a la Presidencia de la República. Firmado el 15 de junio de 2007. Publicado el 20 de junio de 2007. Gaceta Oficial 25817

59 Comisión de Política Energética (COPE), la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Energías Alternativas del Ministerio de Comercio e Industrias y la Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE)

60 La Secretaría de Energía estará integrada por el Ministro del Canal, quien la presidirá, el Ministro de la Presidencia, el Gerente de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), el Gerente de la Empresa de Generación Eléctrica (EGESA), el Director de la Comisión de Política Energética (COPE) y el Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos, en calidad de asesor en materia de regulación.

61 Decreto Ejecutivo N° 176. Que crea la Secretaría de Energía, adscrita a la Presidencia de la República. Firmado el 17 de septiembre de 2007. Publicado el 18 de septiembre de 2007. Gaceta Oficial 25879

Posteriormente, en 2008⁶², esta secretaría es reemplazada por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), un organismo adscrito al Ministerio de la Presidencia. Este nuevo ente gubernamental centralizó todas las funciones de políticas que antes estaban divididas entre la Comisión de Política Energética y la Dirección General de Hidrocarburos y Energías Alternativas.

La promoción de reformas en el sector energético del gobierno de Torrijos no se limitó al sub-sector eléctrico. En el sub-sector de hidrocarburos hubo también cambios de relevancia. Uno de ellos fue el cambio de definición de las zonas libres de petróleo, a Zonas Libres de Combustibles que se materializó con una reforma al decreto N° 36⁶³ y con la inclusión de una nueva sección en la ley de hidrocarburos de 1987.⁶⁴ Este cambio incluyó explícitamente a todas las plataformas marinas y submarinas utilizadas para el comercio de combustibles. Adicionalmente incluyó en el ordenamiento jurídico del sector a los biocombustibles.

Tercera reforma a la ley marco: misión, reducción de tarifas eléctricas

El 1 de julio de 2009 asumió como presidente el empresario Ricardo Martinelli del partido Cambio Democrático. El nuevo presidente fue electo con una votación abrumadora que le permitió acumular cerca de 60% de los votos. Su campaña se basó en la promesa de generación de empleos, seguridad ciudadana y lucha contra la corrupción.

La propuesta de gobierno presentada por el candidato se denominaba “Plan de Gobierno por el Cambio” y en ella se establecía que en el sector energético “debemos retomar el modelo de la generación eléctrica basada en nuestros recursos naturales y así reducir significativamente las tarifas y no quedar a expensas de variables del mercado que están totalmente fuera de nuestro control”⁶⁵.

En el “Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014”⁶⁶ la nueva administración expone las principales medidas que tomará para lograr una reducción en las tarifas eléctricas. En el capítulo titulado “Energía Competitiva y Abundante” se establece que:

- El Gobierno procurará que las empresas de distribución compren 100% de la demanda estimada bajo contratos de suministro, reduciendo las transacciones del mercado ocasional.

62 Ley N° 52. Que crea la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones. Firmada el 30 de julio del 2008. Publicada el 31 de julio del 2008. Gaceta Oficial 26095

63 Decreto de Gabinete N° 25, que modifica artículos del Decreto de Gabinete N° 36 de 17 de septiembre de 2003. Firmado el 29 de septiembre de 2008. Publicado el 5 de enero de 2009. Gaceta Oficial 26194.

64 Ley N° 39, Que modifica y adiciona artículos a la Ley 8 de 1987, que regula las actividades relacionadas con los hidrocarburos, y dicta otra disposición. Firmada el 14 de agosto de 2007. Publicada el 16 de agosto de 2007. Gaceta Oficial 25857.

65 Plan de Gobierno por el Cambio. Documento de campaña. <http://tvn-2.com/noticias/gobiernomartinelli/martinelli-varela.pdf>

66 Plan estratégico de gobierno 2010-2014. República de Panamá. Diciembre 2009. http://www.mingob.gob.pa/mingob/transparencia/_lib/file/doc/Plan_Estrategico_de_Gobierno_2010-2014.pdf

- Se iniciará una política de cobertura de los precios del petróleo y sus derivados utilizando mecanismos del mercado financiero.
- Se modificará el mecanismo de financiamiento del Fondo de Estabilización Tarifaria.
- Se agilizarán los trámites para la aprobación y para la ejecución de los proyectos de generación eléctrica.
- Se planea crear la canasta energética en la cual los grandes clientes podrán adquirir energía a precios más competitivos.

Las acciones concretas para reducir las tarifas eléctricas comenzaron a los pocos meses de la toma de posesión. En octubre de año 2009 se aprueba en la asamblea legislativa la propuesta de reforma de la ley marco, con lo cual se modifican siete artículos de la ley N° 6 de 1997. El principal objetivo de la ley N° 57⁶⁷ fue el de evitar la especulación en el mercado eléctrico. La reforma establece un mecanismo para asegurar que la mayoría de las transacciones de potencia y energía se hagan a través de contratos de suministro y no en el mercado ocasional. Esta medida iba acorde con la primera estrategia del plan de gobierno.

En concreto, el instrumento legal buscaba reducir las tarifas mediante dos mecanismos:

- La concurrencia, que consiste en obligar a los generadores a ofertar toda su potencia disponible en el mercado de contratos. Si alguna empresa no cumple esto, se le prohibiría ofertar su energía en el mercado ocasional.
- Obligar a las distribuidoras a comprar 100% de su demanda en el mercado de contratos bajo coordinación de ETESA y ASEP.

Adicionalmente a las modificaciones explicadas, se incluyeron en la ley la nueva denominación del ente regulador y en las funciones de diseño de políticas se sustituyó a la Comisión de Política Energética por la Secretaría Nacional de Energía.

El gobierno de Martinelli, en el plano institucional, ratificó el rol central sobre las políticas del sector energético que le fueron asignadas a la SNE en 2008. Esto se manifestó a las pocas semanas de tomar posesión, publicando un decreto⁶⁸ instando a la ASEP a hacer cumplir las políticas trazadas por la SNE respecto al esquema de reducción de tarifas básicas de la distribución.

Según las cifras de la CEPAL⁶⁹, el porcentaje de energía transado en el mercado de ocasión pasó de representar 18,2% en el año 2009 a 2,2% en el año 2010, lo cual indica que la aplicación de la reforma del año 2009 logró el objetivo de reducir las transacciones en el mercado de ocasión. Los precios

67 Ley N° 57. Que modifica artículos de la Ley 6 de 1997, que dicta el marco regulatorio para la prestación del servicio público de electricidad. Firmada el 13 de octubre de 2009. Publicada el 13 de octubre de 2009. Gaceta Oficial 26387-B

68 Decreto Ejecutivo N° 240. Por el cual se dictan disposiciones de política energética. Firmado el 24 de julio de 2009. Publicado el 27 de julio de 2009. Gaceta Oficial 26332

69 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico. 2011

de la energía para los usuarios residenciales también se redujeron entre esos dos años, pasando de 0,164 \$/Kwh a 0,161 \$/Kwh. Sin embargo, esta caída no es posible atribuirla únicamente a las medidas tomadas en la ley N° 57, ya que los precios dependen de muchas otras variables.

2011: Reformas de importancia

En el año 2011 el gobierno de Ricardo Martinelli aprobó una serie de instrumentos legales relacionados con el sector eléctrico. En orden cronológico, la primera ley aprobada fue la ley N° 43⁷⁰ que reestructuró la Secretaría Nacional de Energía. En esta ley se establecieron con más detalle las funciones del organismo encargado de las políticas del sector energético, incorporando algunas que no estaban incluidas en la ley de creación de 2008. Adicionalmente, la nueva ley incorpora la figura de un Consejo Consultivo integrado por seis miembros representado a instituciones públicas y privadas.

Junto con la ley anterior se aprobó la ley N° 44⁷¹ que estableció incentivos para la construcción de plantas de energía eólica. Entre las disposiciones que establece la ley se indica que las plantas que producen electricidad con energía eólica pueden participar en los actos de concurrencia que organiza ETESA. Pero, adicionalmente, la empresa de transmisión procuraría organizar subastas de energía exclusivas para las plantas eólicas. Los contratos resultantes de dichas subastas podrían durar hasta 15 años.

Entre los incentivos fiscales que se incluyen en la legislación se encuentran la exoneración de todos los impuestos y tasas de importación de equipos para la construcción, operación y mantenimiento de plantas eólicas. También se incluye la posibilidad de efectuar una depreciación acelerada sobre la inversión que se abonaría a la utilidad neta.

La tercera ley publicada en el año 2011 fue la ley N° 58⁷² que modificó la ley marco. Esta ley incluyó en la ley N° 6 nuevas disposiciones para incentivar inversiones en electrificación rural. En la ley N° 58, que se puede considerar la séptima reforma a la ley marco, se crea el Fondo de Electrificación Rural que sería financiado con aportes de los agentes del mercado eléctrico. Adicionalmente, establece la meta de aumentar anualmente al menos en 2% el porcentaje de electrificación del país.

En cuanto al sector de hidrocarburos, las principales modificaciones corresponden a la Ley No. 8 que reguló las actividades del sector en 1987, al Decreto de Gabinete No. 36 que estableció la Política Nacional de Hidrocarburos en 2003 y finalmente en el año 2011 a la Ley No. 42 que normó la Política Nacional de Biocombustibles.

70 Ley N° 43. Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones. Firmada el 25 de abril de 2011. Publicada el 25 de abril de 2011. Gaceta Oficial 26771

71 Ley N° 44. Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Firmada el 25 de abril de 2011. Publicada el 25 de abril de 2011. Gaceta Oficial 26771

72 Ley N° 58. Que modifica y adiciona artículos a la Ley 6 de 1997, sobre el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, para impulsar la equidad en el suministro de energía eléctrica en las áreas rurales. Firmada el 30 de mayo de 2011. Publicada el 1 de junio de 2011. Gaceta Oficial 26797.

DOSSIER ENERGÉTICO
06 PANAMÁ

