

## **Retos para mejorar la sustentabilidad energética de El Salvador**

Francisco Adonay Molina Avilés\*,  
Ismael Antonio Sánchez\*\* y  
Axel Söderberg\*\*\*

### **Resumen**

Partiendo de reconocer la importancia fundamental del sistema energético para la sustentabilidad del desarrollo, este artículo analiza las características principales del proceso de reforma de los subsectores de energía eléctrica e hidrocarburos de El Salvador. Ello con el fin de poner en evidencia los principales desafíos que debe enfrentar el Estado a la hora de formular una política energética responsable con el medioambiente y capaz de responder a las necesidades económicas y sociales del país.

### **Palabras clave:**

desarrollo sostenible, El Salvador, Estado, generación de energía, medioambiente, petróleo, políticas públicas.

\* Maestro en Ciencia Política de la Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas” (UCA).

\*\* Jefe del Departamento de Ciencias Energéticas y Fluídicas, UCA. Correo electrónico: isanchez@ing.uca.edu.sv.

\*\*\* Vicerrector Financiero, UCA. Correo electrónico: axelss@buho.uca.edu.sv.

Desde hace décadas se han manifestado mundialmente preocupaciones de diversa índole acerca de los impactos del crecimiento económico sobre el medioambiente y los recursos naturales; a su vez, existe cada vez mayor conciencia de los efectos adversos del cambio climático que se están dando y de otros cambios muchas veces irreversibles. Es ampliamente aceptado que el desarrollo futuro está ya comprometido y que podrían afectarse seriamente sus posibilidades y su sustentabilidad en el tiempo.

Sin embargo, se reconoce que es muy difícil detallar, de manera ampliamente aceptada por los actores sociales, las condiciones que deben caracterizar a un proceso de desarrollo para que se le pueda calificar de sustentable, debido a las dificultades de la ciencia para modelar acertadamente sistemas tan complejos. Además, es improbable —sino imposible— que en un país como El Salvador, o en una región como la centroamericana, se avance acertadamente hacia mejores condiciones de sustentabilidad a través de decisiones descentralizadas o por el mero accionar de los mercados. Para hacerlo en la dirección correcta es necesario que se formulen políticas de Estado certeras y ampliamente avaladas por los principales actores sociales del país.

En 1987, la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo definió el concepto de desarrollo sustentable como “un desarrollo que satisface las necesidades del presente sin menoscabar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades”. En esta línea, y en el ámbito del sector energía, existen estudios hechos en varios países que muestran el aporte de las políticas energéticas a la mejora de las condiciones de sustentabilidad del desarrollo. El Cuadro 1 ilustra la forma en que el sistema energético contribuye a la sustentabilidad del desarrollo y el Cuadro 2 presenta los indicadores seleccionados de sustentabilidad energética. Teniendo como referencia estos indicadores —desarrollados en el año 2003 y que siguen siendo válidos—, se pueden analizar las características principales del proceso de reforma de los subsectores de energía eléctrica e hidrocarburos para poner

en evidencia los principales desafíos que debe enfrentar una política energética dentro de los nuevos contextos de organización productiva e institucional; contextos que resultan cruciales para lograr una mayor sustentabilidad.

### 1. La reforma en políticas energéticas

A partir de 1970 se empezó a hacer evidente la insatisfacción ante las características del crecimiento económico, sus consecuencias para el medioambiente y los recursos naturales, y el cambio climático que ya se estaba provocando. Hasta antes de 1980, lo típico de los sistemas energéticos en América Latina eran los monopolios públicos verticalmente integrados, en los que el Estado podía controlar directamente la asignación de recursos para los diferentes subsectores energéticos, lo mismo que la determinación de los precios. Durante la década de los ochenta fueron impulsadas reformas estructurales en las economías de América Latina y el Caribe como consecuencia, entre otras, de su elevado endeudamiento, de la necesidad de mejorar la situación fiscal, de prestar servicios con mayor eficiencia y de aprovechar la apertura externa de las economías. El común denominador de estos cambios implicó una disminución de las funciones del Estado, la creación de mercados liberalizados y una mayor participación de los actores privados. Como consecuencia de ello, se redujo o se complicó el poder del Estado para imponer políticas energéticas congruentes con la mejora de las condiciones de sustentabilidad del desarrollo. La intensidad de los cambios estructurales efectuados fue diferente en cada país, dependiendo de sus condiciones propias y de la viabilidad de implementarlos.

En El Salvador, a partir de 1989 se inicia un proceso de reestructuración del Estado, que pretende introducir una serie de reformas para darle dinamismo a la economía. En un primer paquete, se incluyó la “reprivatización de la banca”. En este contexto, las administraciones de los ex presidentes Cristiani (1989-1994) y Calderón Sol (1994-1999) buscaron reducir el tamaño del aparato estatal, disminuir el déficit fiscal, prestar mejores servicios y proveer al

**Cuadro 1**  
**Contribución del sistema energético a la sustentabilidad del desarrollo**

	<b>Dimensiones</b>	<b>Objetivo/forma en que contribuye el sector energético</b>
<b>Desarrollo sustentable</b>	Política	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sostenimiento del espacio de maniobra para la política</li> <li>• Mantenimiento de peso/influencia internacional</li> <li>• Desconcentración del poder político-económico (estatal y privado)</li> <li>• Seguridad de instalaciones ante conflictos</li> <li>• Seguridad y diversificación del abastecimiento externo</li> </ul>
	Económica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suficiente grado de autarquía energética</li> <li>• Reducida cuota energética en importaciones</li> <li>• Menor peso de ingresos variables en el presupuesto</li> <li>• Menor peso en el balance de pagos</li> <li>• Flujo estable de ingresos por exportaciones</li> <li>• Captación de rentas energéticas</li> <li>• Flujo estable de ingresos fiscales</li> <li>• Inversión de rentas energéticas en otras formas de capital</li> <li>• Reducida intensidad energética</li> <li>• Uso racional de energía en los sectores productivos</li> <li>• Eficiencia energética</li> <li>• Eficiencia productiva en el sector de la energía</li> <li>• Financiamiento suficiente del sector</li> <li>• Mayor valor agregado en las cadenas energéticas</li> <li>• Mayor calidad del suministro energético</li> <li>• Confiabilidad del abastecimiento</li> <li>• Reducidos costos de suministro eléctrico</li> <li>• Diversificación del <i>mix</i> energético</li> </ul>
	Social	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Abastecimiento suficiente</li> <li>• Satisfacción de necesidades básicas</li> <li>• Acceso a energéticos modernos</li> <li>• Mayor acceso a la electricidad</li> <li>• Abastecimiento de servicios sociales</li> </ul>
	Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de impactos locales y globales por emisiones</li> <li>• Conservación del suelo</li> <li>• Manejo sostenible de la leña</li> <li>• No contaminación de las aguas</li> <li>• Manejo ecocompatible de explotación de recursos fósiles</li> <li>• Manejo sustentable de las cuencas hidráulicas</li> <li>• Programas sostenibles de explotación de recursos fósiles</li> <li>• Explotación sustentable en el largo plazo de los recursos fósiles</li> <li>• Utilización de los recursos renovables</li> </ul>

Fuente: Pistonesi, H. y Chávez, C. (cols.); Figueroa, F. (Olade-GTZ); y Altomonte, H. (Cepal) (coord.), *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de Políticas Energéticas*, Santiago de Chile: Naciones Unidas-Cepal-Olade-GTZ, 2003.

**Cuadro 2**  
**Indicadores seleccionados de sustentabilidad energética**

Indicador	Alta sustentabilidad se relaciona con	Responde a objetivos
Autarquía energética	Baja participación de las importaciones en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguridad del abastecimiento externo</li> <li>• Sostenimiento del espacio de maniobra para la política (alto grado de independencia política)</li> <li>• Reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos</li> </ul>
Robustez frente a cambios externos	Baja contribución de las exportaciones energéticas al PIB	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujos estables de ingresos de las exportaciones</li> <li>• Menor peso de ingresos variables en el presupuesto</li> <li>• Reducción del riesgo de desequilibrio en el balance de pagos</li> </ul>
“Productividad” energética	Alto PIB por unidad de energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eficiencia productiva</li> <li>• Eficiencia energética</li> <li>• Financiamiento suficiente (por reducción de necesidades de inversión en el sector)</li> <li>• Reducción de costos del suministro energético</li> <li>• Abastecimiento suficiente (por reducción de la demanda)</li> <li>• Mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efecto local)</li> <li>• Reducción de emisiones de gases con efecto climático</li> <li>• Extensión de alcance de los recursos no renovables</li> </ul>
Cobertura eléctrica	Alto porcentaje de los hogares electrificados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversificación del <i>mix</i> energético</li> <li>• Abastecimiento suficiente</li> <li>• Acceso a energéticos modernos y productivos</li> <li>• Abastecimiento de servicios sociales</li> </ul>
Cobertura de necesidades energéticas básicas	Suficiente consumo de energía útil residencial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Satisfacción de necesidades básicas</li> <li>• Diversificación del <i>mix</i> energético</li> <li>• Manejo sostenible de la leña</li> </ul>
Pureza relativa del uso de energía	Bajos niveles de emisiones (de CO <sub>2</sub> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efectos locales y regionales)</li> <li>• Reducción de emisiones de gases con efecto climático</li> </ul>
Uso de energías renovables	Alta participación de energías renovables en la oferta energética	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejor calidad del aire (por reducción de emisiones con efectos locales y regionales)</li> <li>• Reducción de emisiones de gases con efecto climático</li> </ul>
Alcance de recursos fósiles y leña	Alto nivel de relación reservas/producción de energéticos fósiles y leña	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Extensión del alcance de recursos a largo plazo</li> <li>• Seguridad de suministro a largo plazo</li> <li>• Mantenimiento de un mínimo de patrimonio natural</li> </ul>

Fuente: Pistonesi, H. y Chávez, C. (cols.); Figueroa, F. (Olade-GTZ); y Altomonte, H. (Cepal) (coord.), *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de Políticas Energéticas*, Santiago de Chile: Naciones Unidas-Cepal-Olade-GTZ, 2003.

Estado de recursos inmediatos, los cuales serían utilizados para cancelar la deuda a corto plazo e invertir en infraestructura social<sup>1</sup>. Un segundo paquete de reformas (implementado entre 1990 y 1993), privatizó empresas que no producían servicios públicos, tales como cementeras, hoteles e ingenios. En 1993, se comienza a preparar el marco legal y los mecanismos para la implementación de la tercera generación de reformas. El primero de los servicios considerados en el proceso de modernización fue la distribución de energía eléctrica.

## 2. La reforma en el subsector de la energía eléctrica

Para describir la reforma a la industria eléctrica instrumentada por el Gobierno de El Salvador en la década de los noventa, resulta oportuno hacer una breve descripción de la situación prevaleciente antes de la misma, ya que dicho examen ayudará a comprender las motivaciones que tuvo el Gobierno para emprender la reforma y la reestructuración de CEL, disgregándola en unidades de negocios con contabilidad separada, y transformadas algunas en empresas privadas, filiales o subsidiarias especializadas.

### 2.1. Situación del subsector antes de las reformas

La historia de la producción organizada de energía eléctrica en El Salvador se remonta a 1890, año en que nace la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (Caess) con el propósito de distribuir y comercializar energía eléctrica. Esta era la mayor empresa distribuidora de energía eléctrica en cuanto a clientes e incidencia geográfica. Dos años

después, en 1892, se fundó la Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (Clesa), para servir a la zona occidental del país, específicamente a los departamentos de Santa Ana, Sonsonate, Ahuachapán y parte de La Libertad. En 1957 se fundó la Distribuidora Eléctrica de Usulután (Deusem), sirviendo en su mayoría a habitantes de zonas rurales.

1945 fue un año clave en la electrificación de El Salvador, pues en esa fecha se creó, mediante decreto ejecutivo, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Es así como, convertida la CEL en ente autónomo, se terminó de construir, en 1954, la primera planta hidroeléctrica del país: la 5 de Noviembre. En sus primeros 25 años de vida, CEL incorporó al patrimonio nacional las siguientes obras<sup>2</sup>: las centrales hidroeléctricas 5 de Noviembre y Guajoyo; las centrales térmicas de Acajutla; los sistemas de transmisión (a 115 y 69 mil voltios) que interconectan todas las centrales generadoras y todos los centros de consumo de la República; el sistema de subtransmisión y distribución rural (en 1970, buena parte del territorio nacional estaba servido por redes de electrificación rural, correspondiendo a CEL una inversión aproximada de 10 millones de colones en esa obra); la central geotérmica de Ahuachapán (que inicia sus funciones en 1975), la central hidroeléctrica Cerrón Grande (1976) y la central hidroeléctrica 15 de Septiembre (1983); las empresas distribuidoras de energía eléctrica (en 1986, después de 50 años de haber estado concesionadas a compañías privadas<sup>3</sup>, las distribuidoras fueron devueltas a la CEL por efecto de la Ley Transitoria de la Administración de Empresas Eléctricas); y la central geotérmica de Berlín. Lo que hay que destacar de este período es que el Estado podía controlar directamente los precios y la asignación de recursos del subsector eléctrico.

1. "La privatización: el fanatismo económico de la modernización", *ECA*, 593, marzo 1998, pp. 151-164.

2. Datos disponibles en <http://www.cel.gob.sv/?categoria=16>.

3. Decreto Legislativo n.º 511, 13 de noviembre de 1986.

## 2.2. Proceso evolutivo y reformas introducidas

Como una actividad de moda, desde finales de la década de los ochenta, los países centroamericanos iniciaron procesos de reestructuración de su industria eléctrica, después de que ésta permaneciera controlada casi en su totalidad por empresas estatales verticalmente integradas. Cada país contaba con una empresa pública de electricidad, constituida como un organismo semiautónomo que integraba total o parcialmente generación, transmisión y distribución. Estas empresas eran el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras; la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL) de Nicaragua; y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá.

En El Salvador, la reestructuración conllevó transformaciones profundas: liberalizó su mercado de electricidad. El nuevo marco regulador redefinió las condiciones de prestación del servicio y el papel del Estado, que abandonó su papel como prestador de servicios y quedó sólo a cargo de la formulación de políticas, la administración de concesiones y el ejercicio de funciones regulatorias del subsector eléctrico. Desde su inicio en 1994, las reformas siguieron el proceso evolutivo que se detalla a continuación.

En octubre de 1994 se efectúa la reforma del artículo 120 de la Constitución de la República, vigente desde 1983. Este es un elemento básico en la posterior formulación e implementación de la política energética. La reforma sentó las bases para la reestructuración de varios sectores importantes de la economía, entre ellos el sector energético; incentivó la inversión privada en el subsector eléctrico<sup>4</sup>; y

eliminó la condición por la cual las obras de beneficio público “después de transcurrido cierto tiempo, no mayor de cincuenta años [...] pasarán por ministerio de ley, en perfectas condiciones de servicio, al dominio del Estado, sin indemnización alguna”. Actualmente dicho artículo reza así:

En toda concesión que otorgue el Estado para la explotación de muelles, ferrocarriles, canales y otras obras materiales de uso público, deberán estipularse el plazo y las condiciones de dicha concesión, atendiendo a la naturaleza de la obra y el monto de las inversiones requeridas. Estas concesiones deberán ser sometidas al conocimiento de la Asamblea Legislativa para su aprobación.

En este contexto, la CEL constituía el principal ente generador, transmisor y distribuidor de energía eléctrica en el país, seguido por la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (Caess), devuelta a CEL en 1986. Los pasos fundamentales para llevar a cabo la privatización del servicio se iniciaron con la reestructuración de Caess. Se crearon dos empresas, la Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) y Del Sur, sin activos fijos y subsidiadas desde Caess. En 1995 inicia operaciones la primera generadora de energía eléctrica privada, Nejapa Power. Este es un hito en la historia del sector, pues representa la primera inversión transnacional en una generadora privada de gran capacidad en El Salvador.

En 1996 es promulgada la Ley General de Electricidad (aprobada por decreto legislativo número 843 del 10 de octubre de 1996 y publicada en el *Diario Oficial* el 25 de octubre de 1996), la cual norma todas las actividades concernientes a la energía eléctrica en el país. La Ley contiene los objetivos normativos que persigue la política pública energética en el subsector eléctrico y regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; sus dis-

4. Söderberg, A., “Necesidad de una política nacional en energía eléctrica con fuentes renovables”, *ECA*, 683, septiembre 2005.

posiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen dichos trabajos. Los objetivos normativos a los que hace referencia la Ley son los siguientes: (a) desarrollar un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; (b) fomentar el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la ley; (c) fomentar el uso racional y eficiente de los recursos; (d) fomentar el acceso a la energía eléctrica a todos los sectores de la población; y (e) proteger los derechos de los usuarios y de las entidades que desarrollan actividades en el sector.

En 1997 inicia operaciones el nuevo ente contralor y regulador del sector: la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (Siget). La Siget juega el papel de actor regulador, cuya competencia es aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad vigentes en El Salvador, y en las leyes y reglamentos que rigen el subsector eléctrico, así como conocer el cumplimiento de los mismos. La Superintendencia se reconoce como una entidad autónoma y de servicio público, creada y organizada por los decretos legislativos 808 (del 12 de septiembre de 1996) y 165 (del 4 de diciembre de 1997). Entre sus funciones, además de la aplicación de la legislación sectorial, se incluyen la aprobación de las tarifas, el dictado de normas y estándares técnicos, la resolución de conflictos entre operadores del sector y el fomento de la libre competencia.

En 1998, con base en la Ley para la Venta de Acciones de las Sociedades Distribuidoras de Energía Eléctrica<sup>5</sup>, se privatizan las distribuidoras de energía eléctrica que hasta entonces eran propiedad de CEL; la participación accionaria de cada empresa se distribuye en porcentajes (un 75% para inversores mayoristas y el resto para trabajadores del sector y para la venta en la bolsa de valores local). Se

considera como distribuidor de electricidad a aquella entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de voltaje menor a 115 mil voltios. A la fecha, las empresas de distribución de electricidad (divididas territorialmente para intentar dar la mayor cobertura eléctrica al país) son las siguientes: Empresa Eléctrica de Oriente (EEO), para la región oriental; Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (Clesa), para la región occidental; Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (Caess), para la región central y norte del país; Distribuidora Eléctrica de Usulután (Deusem), para el departamento del mismo nombre (en junio de 2000, la empresa norteamericana AES Corporation se convirtió en propietaria de Caess, Clesa, EEO y Deusem); y Distribuidora de Electricidad del Sur, para la región central y sur (a partir de mayo de 2007, Del Sur pasó a ser propiedad de Ashmore Energy International, empresa establecida en Houston, Texas).

En octubre de 1998, a la luz de la Ley General de Electricidad y el decreto legislativo 808, inicia operaciones la Unidad de Transacciones (UT), sociedad sin fines de lucro encargada de administrar el emergente mercado mayorista de energía eléctrica. La UT actúa como el actor administrador, cuya función es operar y mantener la seguridad del sistema de transmisión; asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y operar el mercado mayorista de energía eléctrica. La UT está organizada y funciona como sociedad de capital, el cual está representado por acciones nominativas. Sus accionistas son los generadores, distribuidores, comercializadores independientes, transmisores y usuarios finales que operan en el mercado eléctrico.

En octubre de 1999, como parte fundamental del proceso de reestructuración de CEL, inicia operaciones la Empresa Transmisora de El Salvador (Etesal), una compañía independiente encargada del mantenimiento del sistema de transmisión, es decir, encargada de

5. Decreto Legislativo n.º 1004, 10 de abril de 1997.

desarrollar el papel de actor transmisor: posee la infraestructura destinada al transporte de la energía eléctrica en redes de alto voltaje (igual o superior a 115 mil voltios). En la actualidad, CEL posee la mayoría accionaria de Etesal, que es la única empresa transmisora del país.

En octubre de 2000 inicia operaciones el primer comercializador de energía eléctrica, Excelergy. El actor comercializador es la entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla. En octubre de 2004, la serie de comercializadores fue aceptada en la junta directiva de la Unidad de Transacciones. Los comercializadores registrados en Siget hasta junio de 2007 son los siguientes: Abruzzo; Asociación Cooperativa de Aprovisionamiento de Servicios Eléctricos de Morazán; Acero; Asociación de Desarrollo Comunal Colonia La Barra; B & D Servicios Técnicos; comercializadora CEL; Compañía de Energía de Centroamérica; Inversiones Concarlos; Conexión Energética Centroamericana-El Salvador; Duke Energy International Comercializadora de El Salvador; Ecológica; Excelergy; Hasgar; LaGeo; Lynx; Mercados Eléctricos; Origem; Poliwatt Sucursal El Salvador; Powercom; y Servicios Eléctricos Comerciales.

Los comercializadores han participado en el mercado mayorista (que se compone del mercado de contratos más el mercado regulador del sistema) a través de tres tipos de transacciones: importación, exportación y demanda. A continuación se presenta una breve descripción del rol de otros actores principales del subsector eléctrico creados a partir de la reforma.

### 2.2.1. Generadores de electricidad

El papel de actor generador lo desarrollan entidades poseedoras de una o más centrales de producción de energía eléctrica, que comercializan su producción en forma total o parcial. Se pueden distinguir dos grupos: aquellos que inyectan en la red de transmisión de 115 kW (el mercado mayorista) y los que lo hacen en la red de distribución (los generadores de energía eléctrica fuera de red no están contemplados

en la Ley General de Electricidad). La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa y LaGeo (antes conocida como Geotérmica Salvadoreña) forman parte del primer grupo.

La CEL fue creada, mediante el decreto legislativo 137, como una institución autónoma de derecho público con el objetivo de desarrollar, conservar, administrar y utilizar los recursos energéticos y fuentes de energía de El Salvador. Antes de la vigencia de la Ley General de Electricidad, la CEL fungía como único generador, distribuidor, transmisor y comercializador de la energía eléctrica en el país. La Ley ordenó a la CEL la separación de sus actividades principales para organizar empresas independientes y fomentar así la mayor competencia posible en el sector. Así, la CEL se ha transformado en una empresa de generación que aprovecha y desarrolla los recursos hídricos del país y que compete en el mercado junto con otros generadores de energía.

Geotérmica Salvadoreña (Gesal) nació en 1999 como una subsidiaria de CEL dedicada a la exploración, desarrollo y explotación comercial de recursos geotérmicos, especialmente con fines de generación de electricidad. En la actualidad, opera las centrales geotérmicas de Ahuachapán y Berlín (Usulután). En 2002, ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) Green Power pasó a ser socio estratégico de Gesal, con capacidad de ganar porcentaje accionario a medida se fueran efectuando proyectos de inversión. En junio de 2003, la empresa cambia su razón social de Gesal a LaGeo, S.A. de C.V.

Por otra parte, en el grupo de generadores termoeléctricos se encuentran las siguientes empresas: (a) Duke Energy International El Salvador, que cuenta con las centrales térmicas de Acajutla, Soyapango y San Miguel, y utiliza turbinas de vapor, motores de combustión interna (alimentados con fueloil n.º 6) y turbina de gas (diésel) para la generación eléctrica; (b) El Paso Corp., que participa en la generación eléctrica con su central Nejapa Power y utiliza motores de combustión interna (fueloil n.º 6); (c) Cemento de El Salvador (Cessa), que dispone de la central térmica El



Ronco, donde se usan motores de combustión interna; (d) Inversiones Energéticas, cuyo accionista mayoritario es CEL y dispone de la central eléctrica de Talnique (motores de combustión interna alimentados con fueloil n.º 6); y (e) Compañía Azucarera Salvadoreña (Cassa), la única central eléctrica del mercado mayorista que utiliza biomasa (bagazo de caña de azúcar) como combustible en turbinas de vapor.

**Tabla 1**  
**Capacidad instalada de los generadores que inyectan en la red de transmisión (al 30 de junio de 2007)**

Generador	Tipo de recurso	Capacidad disponible (MW)
CEL	Hidroeléctrico	472.0
LaGeo	Geotérmico	180.2
Duke Energy	Térmico	311.0
El Paso Corp. (Nejapa Power)	Térmico	135.0
Inversiones Energéticas Central Talnique	Térmico	49.5
Cessa	Térmico	32.6
Textufile	Térmico	40.5
Cassa	Biomasa	29.0
<b>Total</b>		<b>1,249.8</b>

Fuente: Siget, *Estadísticas Eléctricas: Avance Primer Semestre 2007*, enero-junio 2007. Disponible en <http://www.siget.gob.sv/BusquedaPublica.aspx?sector=1&tipo=1&titulo=e5&ordenado=0&dir=DESC>.

En el grupo de generadores de electricidad del mercado no mayorista se agrupan aquellas empresas que negocian su inyección de electricidad con las compañías distribuidoras, o que cuentan con una pequeña red de distribución aislada de la red nacional. Las tecnologías usadas por estos generadores incluyen pequeñas centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor en ingenios azucareros y motores de combustión interna alimentados con aceite combustible n.º 6. La Tabla 2 muestra la capacidad instalada de los generadores de electricidad del mercado no mayorista.

**Tabla 2**  
**Capacidad instalada de los generadores del mercado no mayorista (al 30 de junio de 2007)**

Generador	Tipo de recurso	Capacidad disponible (MW)
Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A. de C.V.	Hidroeléctrico con siete PCH	6.7
Empresa Hidroeléctrica De Matheu y Compañía	Hidroeléctrico	0.7
Central Hidroeléctrica Sensunapán	Hidroeléctrico	2.8
Sabes	Tres Mini-Hidro	0.059
Ingenio La Cabaña	Biomasa	17.3
Ingenio El Ángel	Biomasa	9.5
Energía Borealis	Térmico	13.4
<b>Total</b>		<b>50.459</b>

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Siget, *Estadísticas Eléctricas: Avance Primer Semestre 2007*, enero-junio 2007.

### 2.2.2. Grandes usuarios (conectados a las redes de transmisión de 115 kW)

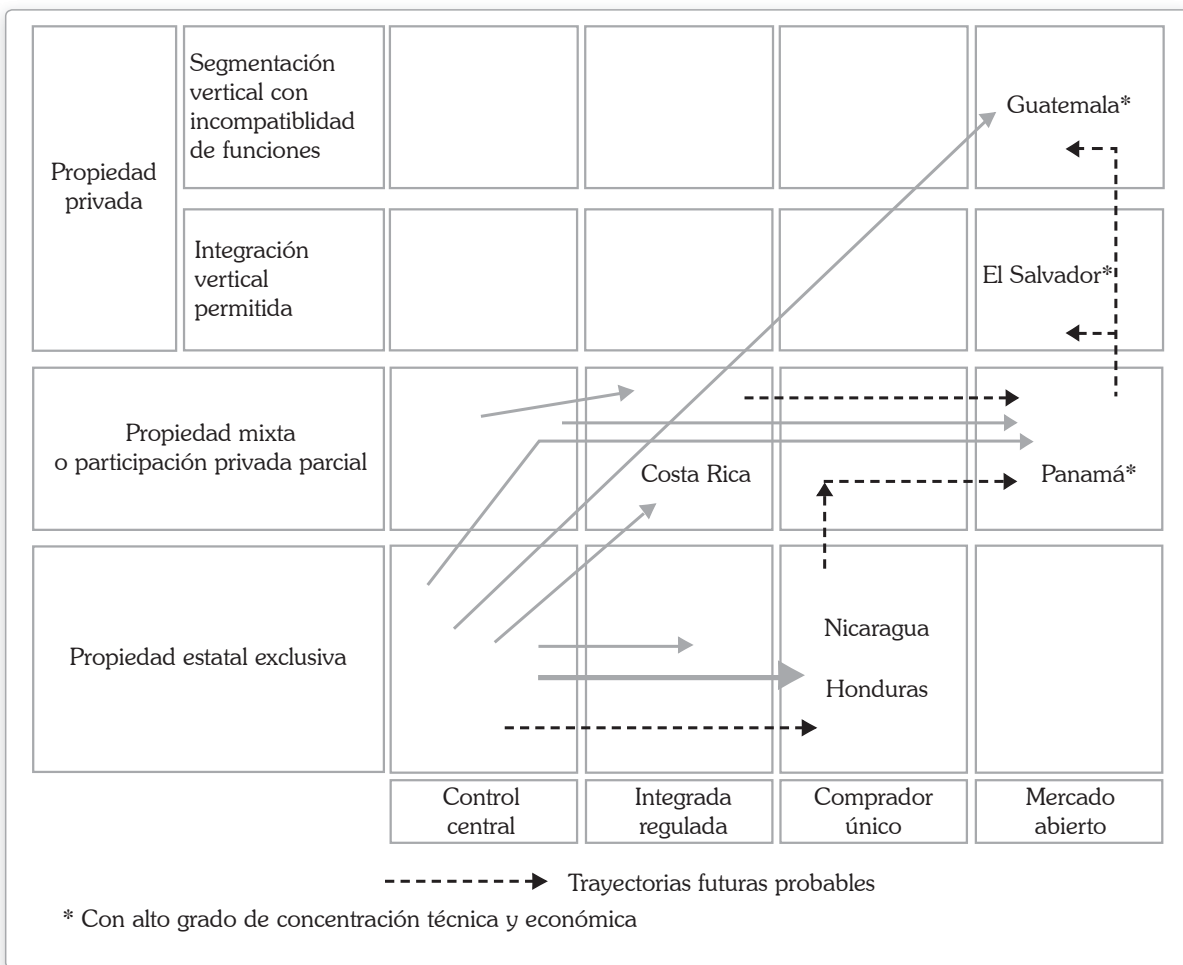
Usuario final es quien compra la energía eléctrica para su uso propio. Los únicos usuarios finales que han participado del mercado mayorista de energía eléctrica desde 1998 a 2006 (y que venían operando antes de 1998) son la Asociación Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANANDA) y Sicepasa (en 2002 cambió de nombre a Inversiones Intercontinentales —Invinter—). De ambos, el mayor consumidor es ANANDA, con aproximadamente 95% del consumo total. En general, la demanda de los usuarios finales ha venido en aumento: ANANDA ha aumentado su consumo en un 70% entre 1998 y 2006; en el mismo período, el consumo de Invinter ha crecido 28%. En conjunto, pues, se tiene un crecimiento del 69%.

En 2005 se admitió a la Unidad de Transacciones, a través de la Asociación Salvadoreña de Industriales (ASI), a un número considerable de usuarios que vinieron a sumarse a los dos tradicionales. Sin embargo, a diciembre de 2006, ninguno ha tenido transacciones en el mercado mayorista de energía eléctrica.

Son doce estos usuarios finales: Alas Doradas; Avícola Salvadoreña; Corporación Industrial Centroamericana; Editorial Altamirano Madriz; Empresas Adoc; Industrias Duraflex; Industrias La Constancia; Plastipak; Rayones de El Salvador; Salvaplastic; Termoencogibles; y Textiles San Andrés.

La suma del proceso evolutivo descrito antes ha ubicado a El Salvador como uno de los países de América Latina y el Caribe con mayor grado de liberalización en la forma de operar el subsector energético. El Gráfico 1 muestra las trayectorias de los procesos de reforma del sector eléctrico experimentados en los países centroamericanos.

**Gráfico 1**  
**Trayectorias de los procesos de reforma en los sistemas eléctricos**



Fuente: Pistonesi, H. y Chávez, C. (cols.); Figueroa, F. (Olade-GTZ); y Altomonte, H. (Cepal) (coord.), *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de Políticas Energéticas*, Santiago de Chile: Naciones Unidas-Cepal-Olade-GTZ, 2003.

### 3. Instrumentos para conseguir los objetivos de la política pública en energía eléctrica<sup>6</sup>

El primer instrumento identificado para conseguir los objetivos de la política pública energética es el “Régimen para desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica”, contenido en el Capítulo II de la Ley General de Electricidad. Este instrumento establece la forma en que un participante puede acceder al mercado mayorista de energía eléctrica. Los posibles participantes están diferenciados, por un lado, para las actividades de generación con recursos hidráulicos y geotérmicos; y, por otro, para generación (con cualquier otro recurso), transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

#### 3.1. Régimen para desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica

Para desarrollar actividades de generación se establecen requisitos especiales únicamente para la explotación de recursos hidráulicos y geotérmicos<sup>7</sup>. La forma en que se puede autorizar la explotación de estos recursos está inscrita en la Ley General de Electricidad. En primer lugar, el interesado en explotar dichos recursos debe presentar a Siget una solicitud por escrito. En ella debe incluir —como requisito indispensable— un estudio de facti-

bilidad del proyecto y de impacto ambiental previamente aprobado por las autoridades competentes en la materia. Una vez aprobada la solicitud de concesión, se publica en dos periódicos de amplia circulación nacional un resumen del proyecto, con el fin de que “se pronuncien quienes pudiesen tener oposición al mismo”<sup>8</sup>. Siget admite las oposiciones al proyecto de cualquier persona natural o jurídica. Al final, la institución determina si el proyecto puede o no proceder.

En una tercera etapa, el proyecto pasa a licitación para otorgar la concesión para explotar el recurso<sup>9</sup>. En ella puede participar cualquier entidad previamente calificada por Siget<sup>10</sup>. Si no existen otras entidades calificadas a presentar oferta, la concesión será otorgada directamente a quien la hubiese solicitado. Pero si la entidad ganadora no es la que solicitó originalmente la concesión, la segunda puede obtenerla siempre y cuando comunique su intención de pagar el 85% (para recurso geotérmico) o 90% (para recurso hidráulico) del monto presentado por la ganadora<sup>11</sup>. Con este mecanismo administrativo se favorece a quien originalmente ha solicitado la Concesión.

Los fondos obtenidos por la concesión pasan a ser parte del Fondo General del Estado<sup>12</sup>. Y la concesión puede terminar ya sea porque el concesionario renuncia a la misma (bajo ciertos plazos establecidos), o por incumplimiento reiterado de las obligaciones establecidas en el contrato, o porque el proyecto no entra en operación comercial luego del plazo

6. Cfr. Molina Avilés, F. A., *La política energética en El Salvador a partir de 1994*, Trabajo de Graduación preparado para optar al grado de Maestro en Ciencia Política por la Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas” (UCA), 2007.

7. Ley General de Electricidad, Art. 5.

8. *Ibíd.*, Art. 16.

9. En este caso, se entiende concesión como “el acto otorgado por la Siget, por el que se faculta a un particular para explotar un recurso hidráulico o geotérmico determinado, con la finalidad de generar energía eléctrica. La concesión es permanente y transferible” (Reglamento de la Ley General de Electricidad, Art. 12).

10. “Una entidad estará calificada cuando así lo declare la Siget después de haber examinado la información y documentación necesaria, y considere que dicha entidad posee la capacidad legal, técnica y financiera para desarrollar, operar y mantener las instalaciones necesarias para la explotación de un recurso hidráulico o geotérmico con la finalidad de generar energía eléctrica” (*Ibíd.*, Art. 21).

11. *Ibíd.*, Art. 32.

12. *Ibíd.*, Art. 34.

establecido al momento de la concesión<sup>13</sup>. Finalmente, la concesión puede ser modificada (siguiendo los mismos procedimientos utilizados para otorgarla, exceptuando el proceso de licitación) previo pago del concesionario según procedimiento establecido<sup>14</sup>.

Por otra parte, en la Ley General de Electricidad (Arts. 6, 7 y 27-29) se establece la forma en que se puede desarrollar cualquier tipo de generación que no utilice recursos hidráulicos o geotérmicos, así como las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. En primer lugar, la persona natural o jurídica que desea participar en cualquiera de las actividades anteriores debe inscribirse en el Registro de Operadores del Sector Electricidad de la Siget. Dicha inscripción se actualiza anualmente. Por su lado, los transmisores y distribuidores están obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones para el transporte de energía eléctrica; las condiciones para realizar la interconexión serán de exclusiva disposición de las partes. En caso de existir conflicto o desacuerdo para dicha interconexión, las partes podrán acudir a la Siget para que ésta resuelva según sus propios procedimientos. Luego de cumplidos los requisitos anteriores, en caso de que un interesado desee participar del mercado mayorista de energía eléctrica, deberá solicitar su admisión a la Unidad de Transacciones.

Así pues, para desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, existen dos vías posibles. Para la explotación de recursos hidráulicos y geotérmicos, los responsables de aplicar el procedimiento son el operador interesado y la Siget, quien es la que al final autoriza la explotación mediante concesión del recurso. Este procedimiento está escrito en términos cuantitativos, estableciéndose plazos para resolver, montos, etc. Por otra parte, cualquier otra actividad que no sea explotación de recursos hidráulicos o geotérmicos queda a discreción de los operadores (si bien previa

inscripción en la Siget como operadores), es decir, de los inversionistas privados. En este caso, la Siget puede intervenir si y solo si existe dificultad para llegar a un acuerdo por parte de los responsables de permitir la interconexión de esa nueva inversión. Por ello, el procedimiento está escrito en términos cualitativos y no se establecen plazos. Sin embargo, Etesal ha elaborado últimamente un "Procedimiento para el acceso a la red de transmisión", en el cual se establecen lineamientos generales y plazos para los dictámenes.

### 3.2. Creación del mercado mayorista de energía eléctrica

El segundo instrumento para conseguir los objetivos de la política pública energética es la creación del mercado mayorista de energía eléctrica (compuesto por el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema), estipulada en la Sección III del Capítulo III de la Ley General de Electricidad. En el mercado mayorista de energía eléctrica pueden participar, por un lado, las entidades que están inscritas en la Unidad de Transacciones y que se dedican a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; y, por otro, los usuarios finales conectados directamente a la red de transmisión. Posteriormente, mediante reforma a la Ley General del año 2003, quedaron establecidas características que debían cumplir estos operadores. El resultado de aplicar este segundo instrumento fue el surgimiento de un mercado de energía eléctrica con un número muy limitado de participantes, lo cual ha limitado el objetivo de generar competencia.

El primer componente del mercado mayorista es el mercado de contratos. Éste es el primer eslabón para el despacho diario de las unidades generadoras que abastecen el consumo de energía eléctrica; se basa en las transacciones de compraventa de energía eléctrica acordada entre los particulares (u operadores)

13. *Ibíd.*, Arts. 35-39.

14. *Ibíd.*, Arts. 51-53.

participantes del mercado mayorista. Cada uno de éstos manifiesta diariamente a la UT la cantidad de energía a intercambiar, sin reportar en cuánto la compran o venden. Estas transacciones de compraventa de energía se llaman “transacciones bilaterales”.

Cada operador tiene la libertad de elegir su estrategia comercial de compraventa y decidir las transacciones a realizar con condiciones y precios pactados libremente entre las partes. Las transacciones bilaterales que surgen de la información diaria suministrada por los operadores a la UT son un compromiso de inyectar a la red y retirar de la red respectivamente por la parte vendedora y la parte compradora.<sup>15</sup>

Las transacciones bilaterales pueden ser de tres tipos. (a) La transacción de inyección es la energía declarada que va a ser suministrada a la red. Esta inyección puede ser producto de la generación de una planta local o energía que se recibe de transacciones internacionales. Una transacción de inyección no es exclusiva de un generador; incluso un usuario final puede en algún momento inyectar a la red. En las transacciones bilaterales de inyección es necesario identificar al operador que recibe la energía. (b) Las transacciones de retiro son las que se declaran como consumo o retiro de la red. En estas debe identificarse al operador que las entrega. (c) En las transacciones de transferencia se especifica tanto el operador que entrega la energía como el que la retira. Estos tres tipos de transacciones deben concordar y ser validadas como transacciones bilaterales por parte de la UT.

Por su lado, el mercado regulador del sistema es el que se utiliza en los pliegos tarifarios que Siget autoriza cobrar a los usuarios finales y, por supuesto, a los residenciales. En este sentido, reviste de importancia en la medida en que es un factor determinante en el cobro de la factura eléctrica. El mercado regulador del sistema sirve para manejar en tiempo real las desviaciones a las transacciones bilaterales declaradas como válidas por la UT. Estas desvia-

ciones pueden ser producto de contingencias o situaciones imprevistas que pueden llevar a una inyección o retiro de energía diferente a la comprometida en transacciones bilaterales. La UT es quien administra estas desviaciones con las ofertas que diariamente los operadores hacen al mercado regulador del sistema. Estas promesas de venta se denominan “ofertas de oportunidad”. Cada operador presenta, junto con sus transacciones bilaterales, ofertas de oportunidad de inyección y de retiro.

### 3.3. Interconexiones internacionales

El tercer instrumento, que significó un paso importante y dio estabilidad a la operación del sistema eléctrico nacional, son las interconexiones internacionales, contempladas en el Capítulo VIII de la Ley General de Electricidad. El Salvador tiene una línea de interconexión con Guatemala y otra con Honduras; ambas están en servicio desde 1986 y 2002, respectivamente. Con el inicio de operaciones de la línea El Salvador-Honduras, quedó interconectada toda la región centroamericana. A pesar de que esta última acción es posterior al inicio de la implementación de la actual política energética salvadoreña (1996), este tipo de obras fueron consideradas en su momento en las leyes y reglamentos que estructuraron el proceso de implementación de dicha política. Las interconexiones internacionales, particularmente las transacciones energéticas que resultan de su operación, son un instrumento para conseguir los objetivos deseados en la implementación de la política.

La aplicación de este instrumento dio por resultado transacciones internacionales importantes para el mercado eléctrico de El Salvador, del orden de 100 MW, y limitadas por las dimensiones físicas de la red de interconexión. Con el notable incremento de los precios del petróleo, se produjo una fuerte disminución de estas transacciones, obedeciendo a restricciones estratégicas de los países interconectados, especialmente Guatemala.

15. Arts. 4.2.1. y 4.3.4 del Reglamento de Operación del Mercado Mayorista, 1999.

#### 4. Modificaciones efectuadas al proceso de reforma

Son seis las modificaciones relevantes, es decir, aquellas que eliminan o agregan nuevos objetivos normativos, procedimientos (o instrumentos) y funciones. En primer lugar, para la Ley General de Electricidad existen cinco paquetes de reformas, todas aprobadas por el Órgano Legislativo: la reforma de julio de 1998 (decreto legislativo número 355); la de abril de 2003 (decreto legislativo número 1216); la de diciembre de 2004 (derogación producto de la creación de la Ley de Competencia) (decreto legislativo número 528); la de marzo de 2006 (decreto legislativo número 1018); y la reforma de agosto de 2007 (decreto legislativo número 404): Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE).

En segundo lugar, la creación del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (Finet) (decreto legislativo 354, 9 de julio de 1998). El Finet tiene como objeto facilitar el acceso de los sectores rurales y los de menores ingresos de la población a los servicios de electricidad y telefonía. Dos de las principales atribuciones del Finet son, según su ley de creación, (a) subsidiar la construcción y mejoramiento de la infraestructura para el suministro de energía eléctrica y la prestación de servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos; y (b) subsidiar el consumo de energía eléctrica y los servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos, siempre que éstos sean de beneficio comunal, y el consumo de energía eléctrica residencial.

En tercer lugar, la aprobación de la normativa para operadores comercializadores (decreto ejecutivo 90, publicado en el *Diario Oficial* del 1 de noviembre de 2000). La normativa tiene por objeto desarrollar las normas tendientes a promover la competencia en materia de comercialización de energía eléctrica, lo cual es primordial para el desarrollo de la industria eléctrica en el país. Esto permitirá la existencia de un mayor número de opciones para que el usuario final pueda elegir a su suministrante de energía eléctrica.

En cuarto lugar, la creación de la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) del Ministerio de Economía (acuerdo ejecutivo 27, 11 de enero de 2001). Las atribuciones otorgadas a la Dirección son las siguientes: (a) planificar, elaborar, proponer, coordinar y dirigir los planes, programas, políticas y acciones que tengan como fin el desarrollo y buen funcionamiento del sector eléctrico nacional; (b) velar por un eficiente funcionamiento de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica, que redunde en beneficio de los consumidores; y (c) evaluar los recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético, así como la conveniencia y promoción de programas conducentes al uso racional de la energía, la eficiencia energética y el desarrollo de fuentes nuevas y renovables.

En quinto lugar, la creación del Consejo Nacional de Energía (CNE) por decreto ejecutivo el 1 de junio de 2006. Las funciones del Consejo son las siguientes: (a) coadyuvar en la gestión para la aprobación de las estrategias energéticas con los organismos correspondientes; (b) analizar la problemática energética actual y proponer medidas de corto, mediano y largo plazo tendientes al uso eficiente de la energía; (c) proponer fuentes alternativas de energía que posibiliten en el mediano plazo una menor dependencia de los productos derivados del petróleo; y (d) proponer a los órganos del gobierno y el sector privado las acciones necesarias para el logro de las medidas que se decidan implementar.

Finalmente, la promulgación de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (decreto legislativo 462, 8 de noviembre de 2007). La Ley tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

## 5. Evolución de algunos indicadores generales del subsector (1998 a 2006)

Después de quince años de iniciado el proceso de reformas del subsector eléctrico, es posible, con los datos disponibles, analizar la evolución que se ha ido dando en aspectos importantes.

### 5.1. Capacidad instalada en generación eléctrica

La Tabla 3 muestra la evolución de la capacidad instalada por recurso. Es importante mencionar que el incremento en la capacidad hidroeléctrica se debió a las repotenciones efectuadas por CEL a las centrales existentes. Por su parte, el aumento en la capacidad

geotérmica instalada es el resultado de la alianza estratégica de la empresa Geotérmica de El Salvador con la empresa italiana Enel Green Power; y el aumento en la capacidad termoeléctrica, resultado de la instalación de motores de combustión interna de las empresas privadas generadoras y de CEL con la central Talnique.

### 5.2. Demanda de energía eléctrica

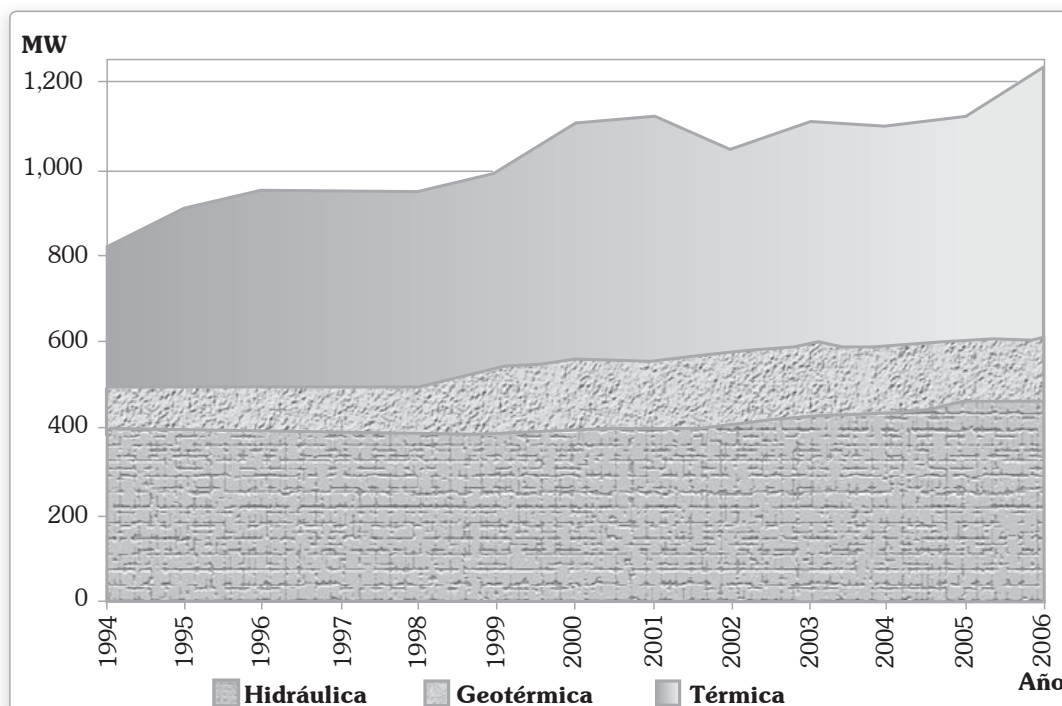
Para obtener la demanda de energía eléctrica se han sumado todas las inyecciones a la red realizadas, más las importaciones menos las exportaciones. La tendencia se detalla en la Tabla 4, que muestra la evolución de la demanda eléctrica en GWh, de 1998 a 2006.

**Tabla 3**  
**Evolución de la capacidad instalada por recurso (MW) (1994-2006)**

Año	Hidráulica	Geotérmica	Térmica	Total
1994	388.0	105.0	324.5	817.5
1995	388.0	105.0	415.5	908.5
1996	388.0	105.0	450.4	943.4
1997	388.0	105.0	450.4	943.4
1998	388.0	105.0	450.4	943.4
1999	388.0	150.0	450.4	988.4
2000	394.7	161.2	546.4	1,102.3
2001	395.8	161.2	560.6	1,117.6
2002	410.8	161.2	472.2	1,044.2
2003	429.7	161.2	514.6	1,105.5
2004	429.7	151.2	514.6	1,095.5
2005	448.6	151.2	519.6	1,119.4
2006	460.3	151.2	618.9	1,230.4

Fuente: Siget, *Boletín de Estadísticas Eléctricas*, 8, agosto de 2007.

**Gráfico 2**  
Evolución de la capacidad instalada por recurso (MW) (1994-2006)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Siget.

**Tabla 4**  
Evolución de la demanda eléctrica  
(GWh) (1998-2006)

Año	Demanda
1998	3,799.4
1999	3,893.5
2000	4,074.5
2001	3,956.0
2002	4,249.2
2003	4,402.6
2004	4,538.2
2005	4,744.8
2006	5,197.0

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Unidad de Transacciones.

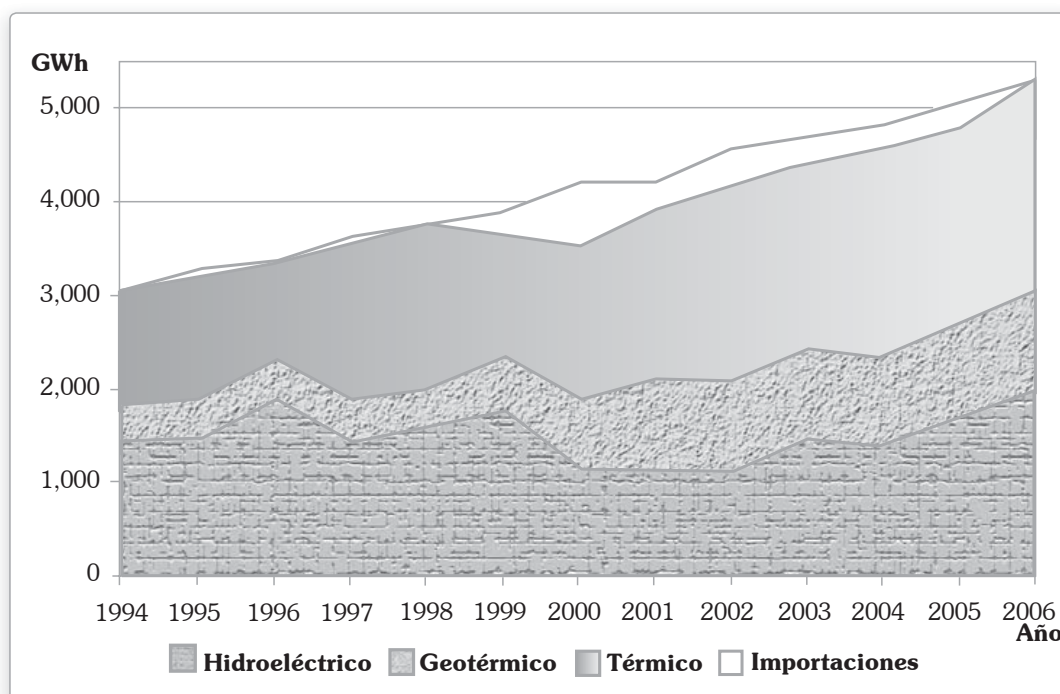
Como se observa, la demanda de energía en El Salvador ha ido creciendo entre el 3% y el 5% anual, a excepción de 2001, que marca una caída y posterior subida al 7.4% para 2002. Esta variación se debió a los terremotos acaecidos a inicios de 2001.

### 5.3. Consumo en kWh por habitante

En artículos publicados con anterioridad y relacionados al tema de la energía, la UCA ha hecho referencia al índice del consumo en kWh por habitante por año. Ya en 1979, en el tercer número de la revista *Tecnología y Ciencia*, publicada por el Departamento de Ingeniería y Ciencias Naturales, se presentó la evolución de dicho índice para el período comprendido entre 1955 (49 kWh/hab al año) y 1978 (289 kWh/hab al año). La Tabla 5 muestra la evolución de dicho indicador para el período comprendido entre 2002 y 2006.



**Gráfico 3**  
**Generación eléctrica por tipo de recurso (GWh) (1994-2006)**



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Siget.

Para ubicarnos con relación a otros países del área centroamericana, los índices de kWh/hab al año para Guatemala y Costa Rica, en 2006, según la Organización Latinoamericana de Energía (Olade), son de 530 y 1,780, respectivamente.

#### 5.4. Precio de la energía en el mercado regulador del sistema

Un componente importante en las tarifas es el precio de la energía en el mercado regulador del sistema. Al ser nuestra matriz de generación dependiente en un 43% (promedio 1998-2006) de fuentes térmicas, dicho precio ha sido impactado negativamente en el transcurso del tiempo. Entre 1998 y 2006, el precio máximo alcanzado fue en abril de 2000: \$173.71; el mínimo, en septiembre de 1998: \$46.55. Estos meses corresponden a épocas del año: finales de verano y finales de invierno, respectivamente. En estos períodos se

**Tabla 5**  
**Consumo anual de electricidad por habitante (2002-2006)**

Año	kWh/hab año
2002	671
2003	675
2004	686
2005	708
2006	764

Fuente: Indicadores económicos contruidos con base en datos del BCR.

tienen niveles de embalses, respectivamente, mínimos y máximos, por lo que la inyección renovable (en específico, hídrica) es directamente proporcional a dichos niveles; y para la térmica, inversamente proporcional. Es por ello que los precios en las primeras partes de cada año son ligeramente mayores a los de las segundas.

Por otra parte, en forma general, los precios han venido aumentando con el tiempo. En 1998, el promedio fue de \$58.18; para 2006, de \$88.90 (un incremento del 53%). Pero esto es ya con la modificación que se efectuó en abril de 2005, con la cual se evitó que los generadores térmicos fijaran el precio de la energía en el mercado regulador del sistema. Para 2005, y hasta abril de dicho año (pues en mayo se introdujo la reforma), el promedio alcanzó los \$80.05, con un aumento considerable para marzo y abril de \$87.92 y \$95.01, respectivamente. De mayo a diciembre del año en cuestión, los promedios fueron de \$77.62, logrando aún estabilizarlo en aproximadamente \$88.00. Así, el mecanismo ha logrado evitar que los precios aumenten desproporcionadamente, a pesar de que

se alteró el procedimiento básico formulado para alcanzar los objetivos de la política: la fijación del precio por medio del mercado regulador del sistema, de acuerdo al concepto de marginación inicialmente contemplado en el diseño general del mercado mayorista de electricidad.

### 5.5. Interrupciones de servicio y energía no servida

Para finalizar con los indicadores propios del sector, a continuación se ilustran las interrupciones del servicio debido a fallas. Así, en la Tabla 6 se muestran las interrupciones por fallas en circuitos de distribución y líneas de transmisión, y la energía no servida por año, en megavatios hora.

**Tabla 6**  
**Fallas en circuitos de distribución y líneas de transmisión (1998-2006)**

Año	Circuitos de distribución	Líneas de transmisión			ENS MWh
		Nacionales	Interconexiones	Total	
1998	2,139	311	12	323	7,420.0
1999	2,415	301	6	307	7,011.0
2000	2,178	273	12	285	7,138.2
2001	2,125	216	7	223	11,737.8
2002	2,243	180	7	187	10,140.2
2003	1,651	132	16	148	6,964.6
2004	1,704	137	11	148	7,439.5
2005	1,780	118	22	140	8,773.2
2006	2,048	111	24	135	10,592.3

ENS: energía no servida.

MWh: megavatios hora.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Unidad de Transacciones.

En esta tabla, las interrupciones de las líneas de transmisión se han subdividido en nacionales e interconexiones. Con respecto a esta última categoría, hay que decir que la responsabilidad por dicha interrupción puede deberse al transmisor nacional, Etesal, o bien a las empresas transmisoras de Guatemala u Honduras. Además, obsérvese que ambas, tanto las interrupciones como la energía no

servida, han tenido una tendencia similar, excepto en el año 2001, cuando El Salvador sufrió los terremotos de enero y febrero. Esto hizo que la energía no servida fuera mayor, producto de las interrupciones al servicio. Sin embargo, éstas no fueron categorizadas como fallas en circuitos de distribución, por lo que no se ven reflejadas en la Tabla 6. Con respecto al balance general, la energía no servida

tiene un aumento de 1998 a 2006, y a partir de 2003 tiene una tendencia continuada al alza. En 1998, la energía no servida fue de 7,420 megavatios hora; en 2006, de 10,592 megavatios hora (un incremento del 43%). En el mismo período, las interrupciones por fallas pasaron de 2,139 a 2,048, lo que representa una disminución de apenas 4%.

Las líneas de transmisión dan estabilidad al sistema y permiten transmitir energía de un país a otro ampliando mercados. Es por ello que es imprescindible mantener buenos circuitos de transmisión eléctrica. Con respecto a las interrupciones en líneas de transmisión por fallas, la tendencia es a la baja: si en 1998 hubo 311 interrupciones por fallas, en 2006 esta cifra bajó a 111, lo que representa una disminución del 65%. A partir de 2003, la tasa de disminución de interrupciones ya no es tan acelerada.

Las interrupciones en las interconexiones presentan otra tendencia: en 1998, cuando solo existía interconexión con Guatemala, se registraron 12; en 2002, cuando entra a funcionar la interconexión con Honduras, se contaron 7; y en 2006, hubo 24 interrupciones de interconexiones. Esto representa un decremento del 42% de 1998 a 2002, pero un incremento del 100% de 1998 a 2006. Para concluir, se presenta una valoración desde la perspectiva de la competencia, inversión, uso racional y eficiente de los recursos, y protección de los derechos de los usuarios.

En cuanto a la generación, el número reducido de actores impide que exista una verdadera competencia. En los rubros de distribución y transmisión, que son monopolios naturales, podría establecerse competencia si se fortaleciera la actividad de los comercializadores, la cual aún presenta unos niveles muy bajos. Por otro lado, las transacciones internacionales (un elemento que introduce competencia entre los generadores, ya que amplía el espectro de lugares donde se puede adquirir la energía) se han visto disminuidas considerablemente.

Entre los generadores ha habido inversión; se constata que han entrado nuevos entes que han aumentado el número de participantes,

aunque el crecimiento de la capacidad instalada ha sido justo lo necesario para cubrir el crecimiento de la demanda con un margen pequeño de reserva. En distribución, a pesar de las inversiones reportadas por las distribuidoras, el número de interrupciones por falla no ha disminuido considerablemente y tampoco se ha reducido sensiblemente el porcentaje de la población que carece de servicio eléctrico. En la actividad de transmisión, la inversión realizada se refleja estadísticamente en una reducción considerable del porcentaje de interrupciones por falla.

Por otra parte, se ha avanzado muy poco en racionalizar el uso de la energía eléctrica, aunque ello se ha promovido a nivel de las instituciones del Estado. Tampoco se ha avanzado mucho en el uso eficiente de la misma, a pesar de las campañas de la Siget, las distribuidoras e instituciones como la ASI y algunas universidades. El porcentaje de inyección térmica *versus* renovable se ha mantenido en los últimos años en una proporción cercana al 48%, teniendo aún El Salvador recursos renovables explotables. Eso quiere decir que somos igualmente dependientes de que el precio de la energía se vea afectado por factores externos, como el precio de los derivados del petróleo.

Finalmente, el indicador de la energía no servida es superior al de 1998, lo cual puede significar que se ha deteriorado el índice o que se ha mejorado el cumplimiento de las distribuidoras en reportarla y en compensarla. Esta última posibilidad implicaría una mejor labor de la Siget en la protección del consumidor. Sin embargo, se tuvo igual número de interrupciones por fallas que en 1998.

## 6. Impacto de las reformas sobre la sustentabilidad energética

Como se indicaba en el Cuadro 1, actualmente se reconoce que el desarrollo sustentable del sector energético —también conocido como sustentabilidad energética— incide —en su sentido más amplio— en la mejora de las dimensiones económica, social, ambiental y política del país. Una estrategia energética compatible

con el desarrollo sustentable supone, pues, el incremento equilibrado y simultáneo en esos cuatro pilares del desarrollo. A partir de los indicadores estudiados, es posible extraer, al menos, tres conclusiones sobre el impacto de las reformas sobre la sustentabilidad energética.

En primer lugar, la liberalización del sector eléctrico se presentó como el instrumento legal que garantizaría los elementos necesarios para promover la participación privada, la competencia entre los actores y la protección de los consumidores; sin embargo, bajo las actuales condiciones del mercado y las particularidades de las diferentes tecnologías de generación eléctrica existentes, los inversionistas —como se previó en su oportunidad— han optado por el desarrollo y establecimiento de proyectos de generación de energía eléctrica que poseen un rápido retorno de las inversiones, tal como el recurso termoeléctrico con motores de combustión interna que utilizan como combustible derivados de petróleo. Con este tipo de generación se aumentó el desequilibrio en la balanza de pagos, y la vulnerabilidad a la variación de los costos de generación frente al incremento de los derivados del petróleo.

En segundo lugar, como ya se mencionó, la reforma ha propiciado la generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles. Tal como se muestra en el Gráfico 2, el recurso energético de mayor crecimiento en la evolución de la capacidad instalada de la última década ha sido el termoeléctrico. Es de notar que la participación de la capacidad instalada de generación eléctrica con base en los recursos renovables, geotérmicos e hidroeléctricos, se ha reducido de alrededor del 75% en los años ochenta a cerca del 55% en la actualidad; es evidente la dependencia en mayor medida de recursos derivados del petróleo, los cuales son importados en su totalidad. Debido a esta dependencia, El Salvador se ha vuelto totalmente vulnerable a las variaciones de los precios internacionales de los derivados del petróleo, tal como se ha palpado en los últimos meses; en otras palabras, como producto de las reformas, el país avanza hacia un escenario de insustentabilidad energética. Nunca es tarde para realizar ajustes y cambios orientados hacia

el desarrollo sustentable, pero ello necesita de un mejor conocimiento de las características técnicas del sector y de un gran esfuerzo de convencimiento y concertación.

Parte de lo sucedido se explica conociendo los valores aproximados de inversión que requiere cada megavatio que se instala para generación, dependiendo de la tecnología que se usa. Los valores son aproximados debido a los incrementos tan notables que han tenido —y continúan teniendo— las materias primas en los dos últimos años. La Tabla 7 muestra los rangos de inversión para las tecnologías que se han estado usando en el país.

**Tabla 7**  
**Rango de inversión por tecnología**

Tecnología	US\$ millones / MW
Plantas hidroeléctricas	1.2 a 3.5
Motores de combustión interna	0.8 a 1.3
Plantas geotérmicas	2.0 a 3.0

Fuente: Elaboración propia con base en Reisinger, H., *Trends in Energy Systems Development. A Look into the 21st Century*, 2000.

Otra razón importante para optar por la tecnología de motores de combustión interna, desde un punto de vista microeconómico, es el tiempo requerido para estudiar y poner en marcha este tipo de proyectos. La Tabla 8 muestra rangos aproximados del tiempo requerido (en años) para desarrollar un proyecto, desde la idea inicial hasta su puesta en marcha.

**Tabla 8**  
**Tiempo requerido para desarrollo de proyectos**

Tecnología	Años
Plantas hidroeléctricas	De 5 a 10
Motores de combustión interna	De 0.75 a 1.5
Plantas geotérmicas	De 5 a 10

Fuente: Söderberg, A., “Proceso de modernización y liberalización del subsector energía eléctrica en El Salvador”, ECA, 639-640, enero-febrero 2002.

Existe una considerable divergencia de opiniones sobre el alcance del desarrollo hidroeléctrico y geotérmico en los próximos años. Los participantes en el sector privado enfrentan costos de capital y tasas de interés elevadas, y por ello están predispuestos hacia tecnologías de menor costo de inversión y proyectos con corto período de recuperación de la inversión. Además, la fuerte oposición de parte de grupos ambientalistas, una mayor inversión inicial y el largo tiempo para la puesta en operación de los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos son actualmente los principales obstáculos para su desarrollo. No obstante, varios proyectos hidroeléctricos y geotérmicos están en su fase de planeación. Esta observación, combinada con la inquietud actual sobre el alto precio de la electricidad debido a la considerable participación de combustibles derivados del petróleo para su generación, ha hecho que el Gobierno asuma elevados subsidios para no aumentar las tarifas eléctricas, y lo ha inducido a continuar promoviendo un mayor desarrollo hidroeléctrico y geotérmico, como se había hecho en el pasado. Sin embargo, aun cuando estas iniciativas llegasen

a concretarse en un período de 5 a 7 años, la creciente demanda de electricidad en el país conducirá a que la evolución de la generación eléctrica (es decir, el tipo de plantas que se instalarán en el corto plazo) se base casi en su totalidad en energía térmica a base de carbón, gas natural o aceite combustible n.º 6.

En tercer lugar, se verifica un aumento de la contribución de la generación termoeléctrica en la emisión de gases de efecto invernadero. La Tabla 9 muestra, para el período 2000-2006, la evolución de la generación eléctrica por recurso y las correspondientes emisiones de gases de efecto de invernadero. Resulta evidente que el recurso energético que ha experimentado un mayor incremento en la producción de electricidad ha sido el térmico. La tecnología que se ha usado principalmente es la de motores de combustión interna de baja velocidad, funcionando en su mayoría con aceite combustible n.º 6 (bunker fuel). Como resultado de este incremento en el uso de combustibles fósiles, las emisiones de gases de efecto de invernadero han aumentado un 13.4%.

**Tabla 9**  
**Evolución de la generación eléctrica por recurso y de sus emisiones de CO<sub>2</sub> (2000-2006)**

Año	Generación eléctrica por recurso (MWh)				Emisiones ton CO <sub>2</sub>
	Hidroeléctrico	Geotérmico	Térmico*	Total	
2000	1,170,417	738,851	1,610,783	3,520,051	1,342,733
2001	1,158,487	906,857	1,844,842	3,910,186	1,378,794
2002	1,133,500	936,379	2,102,062	4,171,941	1,550,969
2003	1,460,384	966,209	1,971,196	4,397,789	1,442,079
2004	1,382,448	948,084	2,206,809	4,537,341	1,585,786
2005	1,664,426	985,184	2,119,307	4,768,917	1,522,908
2006	1,956,610	1,069,680	2,266,399	5,292,689	1,849,777

\* Se contabiliza únicamente la generación térmica a base de petróleo. No se incluye la generación con biomasa.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Siget, *Estadísticas Eléctricas: Avance Primer Semestre 2007*, enero-junio 2007.

## 7. Propuestas para el desarrollo del sector eléctrico en El Salvador

### 7.1. Acciones a realizar en un plazo no mayor de un año

(a) Apoyar y dinamizar el trabajo del Consejo Nacional de Energía (CNE) para que funcione con efectividad; potenciarlo con el nombramiento, por parte de su Junta Directiva, de un Consejo Consultivo pluralista, conformado por profesionales calificados de diferentes sectores (gubernamental, empresarial, académico, civil, etc.) y capaz de proponer estrategias de desarrollo y planes indicativos de corto, mediano y largo plazo del subsector eléctrico en sintonía con los criterios de sustentabilidad. Es necesario tener conciencia de que la planificación y la implementación de las estrategias de desarrollo no pueden improvisarse; se requiere conocer posibles escenarios con un adelanto de al menos 10 años y tomar decisiones que en muchos casos estarán implementadas en plazos de hasta cinco años. Es importante que en esta tarea se tome en consideración el documento que sobre política energética publicó el Ministerio de Economía en 2007, con el aval del Consejo Nacional de Energía.

(b) Reestablecer de inmediato la capacidad de inversión de CEL, a fin de permitirle efectuar las obras que eviten poner en riesgo el abastecimiento de energía eléctrica del país en el período comprendido entre la situación actual y la puesta en marcha de los proyectos grandes anunciados. La importancia de esta medida se explica por el contexto actual. A pesar del incremento de los costos de generación con el recurso térmico a base de derivados del petróleo, los precios de las tarifas se han mantenido durante 2007, y se ha ofrecido mantenerlas durante 2008 sin sustanciales aumentos por medio de subsidios provenientes de entidades del Gobierno, y especialmente con recursos aportados por la CEL. Esta política de subsidios conducirá al debilitamiento de la capacidad de la CEL de invertir en proyectos de generación de energía requeridos

para enfrentar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país. El escenario se complica ante la probabilidad de que los generadores privados que ya están operando en el país no incrementen la capacidad de sus centrales al conocerse que está por iniciarse la construcción de centrales de generación termoeléctrica de gran capacidad (del orden de 250 MW), a base de combustibles no derivados del petróleo, con costos de generación menores que sus plantas térmicas actuales y con más probabilidad de mantener precios bajos de generación a través del tiempo.

(c) Definir cuanto antes el diferendo entre CEL y Enel Green Power a fin de, por un lado, no interrumpir la exploración y el desarrollo de los recursos geotérmicos; y, por otro, mantener la confianza de posibles inversionistas interesados en desarrollar el subsector.

(d) Racionalizar e introducir mayor eficiencia en el consumo. Es notable, por ejemplo, el incremento en el uso de aparatos de aire acondicionado, especialmente entre marzo y mayo, lo cual aumenta la demanda del sistema. En este sentido, urge pensar en normas de construcción que consideren diseños bioclimáticos en el acondicionamiento de espacios, y que sean de obligatorio cumplimiento para todos: inversionistas, constructores, instituciones, empresas, etc. También es necesario continuar fomentando el uso racional de la energía y la instalación de equipos eficientes en las edificaciones ya existentes. Conseguir esto implica realizar una campaña educativa que abarque a todos los tipos de consumidor.

(e) Promover que el sistema financiero local conozca las peculiaridades del sector energía y haga accesible el financiamiento para inversiones en energía (garantías, plazo, intereses, período de gracia), especialmente en fuentes renovables y eficiencia energética.

(f) Promover y animar a los inversionistas a desarrollar fuentes renovables de energía bajo el amparo de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad.

## 7.2. Acciones de corto plazo (no más de 3 años)

(a) Conocer si existen, en virtud de la normativa para los contratos de energía de largo plazo, distribuidoras que hayan celebrado contratos de este tipo y que involucren la expansión de la capacidad de generación de los actuales operadores. De no ser así, se deberán tomar, entre otras, las siguientes acciones: contratar el suministro a precios razonables con otros posibles generadores del área centroamericana a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (Siepac), en caso de que ya se encuentre operando en el escenario que se está analizando; considerar la alternativa de suministro a precios razonables con otros inversionistas, incluyendo la solución de utilizar barcasas como en el caso de Guatemala; que el Gobierno, por medio de la CEL, instale por su cuenta los equipos adecuados de generación que sean requeridos para cubrir la demanda, y evitar así posibles racionamientos en el suministro de la energía eléctrica.

(b) Continuar apoyando la puesta en marcha del mercado eléctrico regional de acuerdo a la calendarización ya aprobada. Éste es un séptimo mercado, superpuesto a los seis mercados nacionales existentes, con regulación regional y en el cual los agentes realizarán transacciones regionales de energía eléctrica. Las múltiples ventajas de este mercado deben ser conocidas por los inversionistas privados nacionales.

(c) Continuar fomentando y ejecutando planes de uso racional y eficiente de la energía en todo tipo de consumidor, y especialmente en aquellos clasificados como grandes usuarios.

(d) Continuar manteniendo la accesibilidad de financiamiento de parte del sistema financiero local para inversiones en energía, tal como se ha mencionado con anterioridad.

(e) Potenciar la especialización académica y profesional en temas energéticos por medio de un plan de formación y actualización apoyado por la cooperación internacional, o utilizando préstamos blandos.

(f) Continuar apoyando los planes de diversificación de la matriz energética, orientados a lograr una mejor sustentabilidad. Esto implicará lo siguiente:

- Potenciar a la CEL para que retome el liderazgo que tuvo en años pasados como desarrolladora de fuentes renovables, aun sabiendo que organismos financieros internacionales como el FMI pueden poner reparos al endeudamiento que esta política conlleva. Para superar este obstáculo, es posible pensar en la participación del sector privado.
- Adicionar a la Ley General de Electricidad un régimen especial para el desarrollo de los recursos renovables con potencias instaladas de por lo menos 30 MW; un régimen en el que se declaren de utilidad pública las instalaciones requeridas para la generación de electricidad, y que contenga disposiciones específicas para incentivar la inversión, y las obligaciones y derechos de los generadores.
- Estudiar y promover la aprobación de nuevos incentivos para el desarrollo de las energías renovables.
- Promover y continuar el desarrollo de los recursos hidroeléctricos nacionales en todas sus escalas, asegurándose en todo momento que la población no se vea afectada y que la adquisición de los terrenos que sean requeridos para tales obras sean compensados de una forma justa.
- Continuar la exploración y desarrollo de los recursos geotérmicos.
- Mejorar y ampliar la capacidad de generación con los recursos de biomasa disponibles.
- Actualizar el inventario de sitios aptos para desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Potenciar el uso de la energía solar fotovoltaica aislada y conectada a la red.
- Continuar con la evaluación del recurso eólico, atentos a las mejoras tecnológicas que posibilitan su utilización comercial.

- Reconocer la necesidad de contar con centrales termoeléctricas que por su tamaño puedan usarse como centrales de base del sistema, y que por usar combustibles no derivados del petróleo (carbón mineral o gas natural) tengan mayores probabilidades de mantener precios bajos de generación a través del tiempo. Estas centrales deberán utilizar tecnología de punta para cumplir con la normativa ambiental de control de emisiones.
- Completar la elaboración de un nuevo marco legal atractivo, que busque fomentar la exploración de yacimientos de petróleo y gas natural; y si los hubiere, su posterior explotación en condiciones aceptables para los intereses nacionales.

### **7.3. Acciones de mediano plazo y largo plazo**

(a) Hacer comprender al conglomerado social que la planificación e implementación de una política energética sustentable requiere el aval de los principales actores sociales del país. En ello, el Estado tiene el papel fundamental de formular las medidas que con certeza conduzcan a un suministro de energía que mejore los índices de sustentabilidad del país.

(b) Posibilitar que la política energética —con la sustentabilidad como horizonte— sea política de Estado y no se vea afectada significativamente por los cambios de gobierno. En esta línea, es importante que el Consejo Nacional de Energía funcione con efectividad y prepare estrategias de desarrollo y planes indicativos de corto, mediano y largo plazo para el subsector eléctrico.