

# Proceso de modernización y liberación del subsector energía eléctrica en El Salvador

*Axel Söderberg*

## Resumen

Este artículo pretende hacer un análisis de los logros alcanzados en el proceso de modernización y liberalización del sector de la energía eléctrica de El Salvador y de lo que, a nuestro juicio, conviene modificar. De lo que se trata es de hacer posible un desarrollo eléctrico que respete las diferentes dimensiones de la sustentabilidad y que, a mediano plazo, ponga a disposición energía eléctrica menos vulnerable al alza de precios de los combustibles y, por lo tanto, que tenga un impacto menor en los precios de la energía para el consumidor final.

## Introducción

Aquí se entiende por vulnerabilidad la susceptibilidad de que variaciones exógenas fuera del control de las regulaciones existentes en el sector de la energía eléctrica, produzcan importantes alteraciones en los precios para el consumidor final. A cuatro años de la privatización de las compañías distribuidoras de energía eléctrica, se escucha cada vez con más insistencia, de parte de un número considerable de consumidores, incluyendo las gremiales de la empresa privada, que el proceso ha conducido al encarecimiento de la energía eléctrica en el país. Es importante ver un poco más allá del momento actual para determinar si el rumbo que está tomando el sector eléctrico está de acuerdo a los objetivos planteados por el proceso de moderniza-

ción y liberalización del sector eléctrico o en cuáles de ellos hay desviaciones significativas, que ameriten un replanteamiento importante. El enfoque de este análisis se orienta al tema del encarecimiento de la energía eléctrica y al de la vulnerabilidad.

## 1. El proceso de modernización y liberalización del mercado eléctrico

Para dilucidar qué es lo que ha conducido a los precios actuales de la energía, considerados elevados por un buen número de usuarios, hay que recordar que el proceso que se dio en el sector eléctrico incluye hasta el momento: el *contrato CEL-Nejapa Power*, vigente desde 1993 y por unos quince años más; la *reforma al Artículo 120 de la Constitución* en relación con las concesiones otor-

gadas por el Estado, en 1994; la aprobación de la *Ley General de Electricidad* y su reglamento, en 1996; el inicio de operaciones de la *Superintendencia General en Electricidad y Telecomunicaciones* (SIGET), en 1997, entidad autónoma de servicio público, competente para aplicar las leyes que rigen los sectores de electricidad y telecomunicaciones; el inicio de operaciones, también en 1997, de la *Unidad de Transacciones* (UT), ente privado, señalado por la Ley General de Electricidad para administrar el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), asegurando la calidad y la seguridad de la operación del sistema de transmisión; la creación del *Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía* (FINET), en 1997; el inicio de operaciones de la *Empresa Transmisora de El Salvador, S. A. de C.V.* (ETESAL), en 2000, operador privado único, actualmente encargado de la transmisión de la energía, en alto voltaje; la privatización de las empresas distribuidoras, en 1998; la *venta de la generación térmica de CEL*, en 1999; la aprobación del *Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica*, en 2000; la creación de la *Dirección de Energía Eléctrica* (DEE), en 2001; y la posible venta de las plantas geotérmicas, a comienzos de 2002.

Dicho lo anterior, hay que reconocer que el trabajo hecho para modernizar el sector no ha sido tarea fácil y ha requerido armar una especie de rompecabezas, cuyos objetivos fundamentales son desarrollar un mercado competitivo para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; dar acceso libre a las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley; uso racional y eficiente de los recursos; fomentar el acceso al suministro de energía eléctrica a todos los sectores de la población; y proteger los derechos de los usuarios y de todas las entidades que intervienen en el sector.

---

Si bien es cierto que las empresas distribuidoras son las que, al final, facturan a la gran mayoría de consumidores, el origen del problema de los precios actuales de la energía no se debe buscar sólo en el manejo administrativo y financiero de aquéllas, sino también en la composición del precio por el servicio que ellas suministran.

---

El proceso ha llevado a la creación de leyes y reglamentos, orientadas a proteger los derechos de los usuarios, a regular a los operadores de acuerdo a la ley del sector y a promover la calidad y confiabilidad de los servicios prestados. Todo parece indicar que se están haciendo esfuerzos considerables, encaminados al cumplimiento de los objetivos; sin embargo, algunos de ellos pueden prestarse a diversas interpretaciones. Por ejemplo, el desarrollo de un mercado competitivo de las actividades del sector. Dado que se trata de un país pequeño, el número de operadores es muy reducido,

lo cual dificulta el desarrollo de un mercado competitivo. No obstante, con la intención de mejorar en este aspecto, se ha aprobado, recientemente, una normativa para las actividades de comercialización de energía eléctrica. Su propósito es desarrollar alguna competencia en dicho sector. Ahora bien, quienes desean participar se quejan de las distribuidoras, que les bloquean el acceso a

sus redes. Más información sobre este aspecto la pueden proporcionar miembros de la Asociación Salvadoreña de Ingenieros Mecánicos, Eléctricos e Industriales (ASIMEI) y el Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE).

Asimismo, se puede sostener que no se está dando un uso racional y eficiente de los recursos. Esto ya había sido advertido por diversas personas e instituciones antes de que la Asamblea Legislativa aprobara la Ley General de Electricidad. En ese entonces, se observó que la aplicación de ésta llevaría, de manera inevitable, a un uso no racional de los recursos energéticos del país. En las siguientes páginas se analiza la relación de este aspecto con su efecto en la vulnerabilidad.

Volviendo a la cuestión del encarecimiento de la energía eléctrica, a partir del inicio del proceso de privatización, y para tratar de dilucidar responsabilidades, es necesario analizar el efecto que pudo haber tenido en los precios la participación de cada uno de los actores del proceso de moder-

nización y liberalización, ya mencionado. Si bien es cierto que las empresas distribuidoras son las que, al final, facturan a la gran mayoría de consumidores, el origen del problema de los precios actuales de la energía no se debe buscar sólo en el manejo administrativo y financiero de aquéllas, sino también en la composición del precio por el servicio que ellas suministran.

Así, pues, la comprensión de esto lleva a analizar la composición actual del precio del servicio de energía eléctrica.

## 2. Composición del precio del servicio eléctrico

El valor total del servicio que prestan las distribuidoras a sus consumidores, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, lo componen tres cargos: el cargo fijo por servicio al cliente, el cargo variable por energía y el cargo variable por uso de la red. A continuación se presenta la distribución porcentual de estos cargos para tres tarifas y para consumos representativos de consumos medios, utilizando los pliegos tarifarios vigentes en enero del 2002.

**Cuadro 1**  
**Tarifa residencial de CAESS**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
200	1.52	7.02	14.41	66.53	5.73	26.45	21.66
Total a pagar con tarifas de 1997:							14.34
Diferencia en porcentaje							+ 51

**Cuadro 2**  
**Tarifa residencial de Del Sur**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
200	2.00	7.88	14.64	57.61	8.77	34.51	24.51
Total a pagar con tarifas de 1997:							14.34
Diferencia en porcentaje							77

**Cuadro 3**  
**Tarifa residencial de AES CLESA**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
200	1.61	6.30	14.80	57.98	9.12	35.72	25.53
Total a pagar con tarifas de 1997:							14.34
Diferencia en porcentaje							+ 78

**Cuadro 4**  
**Tarifa para servicios generales de CAESS**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
500	1.52	3.03	35.78	71.21	12.94	25.76	50.24
Total a pagar con tarifas de 1997:							50.61
Diferencia en porcentaje							- 1

**Cuadro 5**  
**Tarifa para servicios generales de Del Sur**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
500	2.00	3.45	36.22	62.36	19.86	34.20	58.08
Total a pagar con tarifas de 1997							50.61
Diferencia en porcentaje							+ 15

**Cuadro 6**  
**Tarifa para servicios generales de AES CLESA**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
500	1.61	2.74	36.54	62.13	20.67	35.14	58.82
Total a pagar con tarifas de 1997							50.61
Diferencia en porcentaje							+ 16

**Cuadro 7**  
**Tarifa para medianos y grandes consumidores de CAESS**  
**(Demanda 50 Kw)**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
15,000	1.52	0.13	986.23	83.21	197.49	16.66	1 185.24
Total a pagar con tarifas de 1997							1 555.00
Diferencia en porcentaje							- 24

**Cuadro 8**  
**Tarifa para medianos y grandes consumidores de Del Sur**  
**(Demanda 50 Kw)**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
15,000	2.00	0.14	1 006.46	71.92	388.63	27.94	1 397.09
Total a pagar con tarifas de 1997							1 555.00
Diferencia en porcentaje							- 10

**Cuadro 9**  
**Tarifa para medianos y grandes consumidores de AES CLESA**  
**(Demanda 50 Kw)**

Consumo Kwh	Servicio al cliente		Energía		Uso de red		Total pago
	\$	%	\$	%	\$	%	\$
15,000	1.61	0.11	1 012.11	70.46	422.63	29.42	1 434.35
Total a pagar con tarifas de 1997							1 555.00
Diferencia en porcentaje							- 7.75

Como era de esperarse, existe una variación en la composición porcentual de los tres cargos, dependiendo de la empresa distribidora y de la tarifa; pero, indiscutiblemente, el cargo que más peso

tiene, en términos porcentuales, es el de la energía, que para las tarifas y consumos seleccionados, en los cálculos anteriores, oscila entre el 57.61 y el 83.21 por ciento. De modo excepcional se dan casos en que el cargo más determinante es el correspondiente al uso de la red.

En términos generales, en la fijación de los cargos por comercialización y uso de la red intervienen, de manera directa, factores que son dependientes, casi en su totalidad, de las distribuidoras; pero en la fijación del cargo por energía interviene, preponderantemente, el precio de ésta, establecido por los generadores y el costo de las importaciones; y en menor grado, las pérdidas en la red, los cargos de la empresa que opera la red de transmisión (ETESAL) y los cargos que los operadores deben pagar a la superintendencia (SIGET) y a la Unidad de Transacciones (UT).

La aprobación de los pliegos tarifarios es función de la superintendencia. En el último trimestre del año, los operadores que actúan como comercializadores, en el área geográfica donde se extienden sus redes, presentan a la superintendencia sus tarifas para que ésta verifique el cumplimiento de la metodología establecida. La superintendencia aprueba la tarifa tal como fue presentada o con las observaciones que considere pertinentes. Los nuevos pliegos tarifarios entran en vigencia el 1 de enero del siguiente año; pero en los meses siguientes se pueden efectuar ajustes automáticos, de conformidad con lo estipulado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, con el objeto de conservar el valor real de los precios. Por lo tanto, la superintendencia controla anualmente que los cargos por comercialización y uso de la red, solicitados por las distribuidoras, sean conforme a la metodología de cálculo convenida. En la actualidad, se hacen estudios para que estos cálculos se fundamenten, cada vez más, en la realidad de cada distribuidora. En 1998, cuando se establecieron los primeros pliegos tarifarios, calculados de acuerdo a la nueva Ley General de Electricidad, se utilizaron datos estimados, tomando como referencia parámetros de otros países.

Cabe aclarar, sin embargo, que el factor más determinante del valor del servicio eléctrico es el cargo por energía. Los montos que ahora se pagan por ella son el resultado de decisiones tomadas hace varios años, en el contexto de lo que debería ser

la política nacional de energía eléctrica. El contrato de suministro de energía de *Nejapa Power* a CEL, para el caso, se convino en momentos difíciles para el sector de energía eléctrica. En aquel entonces, por los efectos de la guerra, CEL no estaba en condiciones de efectuar grandes inversiones para construir nuevas plantas generadoras y, dadas las condiciones de inseguridad imperantes en esos años, es lógico que dicho contrato se haya firmado con unos recargos que consideraban los riesgos que se estaban tomando. Sin embargo y aun desconociendo los términos de acuerdo a los cuales se firmó este contrato, es más que conocida la inconformidad de CEL con él mismo. El suministro de energía a CEL, a través de dicho contrato, afecta de una manera desfavorable la composición actual del precio al consumidor final.

La generación con recursos renovables —recursos hidroeléctricos, eólicos, geotérmicos, biomasa y solar—, que como tal minimizan el efecto del alza del precio del petróleo y sus derivados, se ha ido reduciendo porcentualmente con relación al total de energía utilizada. Esta reducción obedece a un cambio sustancial en la política nacional de energía eléctrica. Con los planes de modernización y liberalización del sector de energía eléctrica, el país entró en un prolongado período de estancamiento en cuanto a la modernización de las centrales hidroeléctricas existentes y a la programación de construcciones de centrales nuevas, que generen con recursos renovables. Este prolongado período no es una simple casualidad, sino el resultado de una decisión política del gobierno, en el tema de energía eléctrica, que deja en manos de la iniciativa privada la determinación del tipo de fuentes a desarrollar. Esto fue posible al introducir la competencia en los precios del mercado y al optar por un enfoque microeconómico. No obstante que se ha hecho público hace poco la decisión de construir una nueva central hidroeléctrica en el río Torola, en el caso que este proyecto llegara a ejecutarse en el menor tiempo posible, la energía que produzca no estará disponible si no hasta el año 2005.

En el Cuadro 10 se muestran datos sobre la generación de energía total y la generada con recursos renovables, entre 1980 y 2000. Ahí se observa con claridad la reducción de la generación porcentual de energía con fuentes renovables.

**Cuadro 10**  
**Evolución de la generación neta de energía (1980-2000)**

Año	Generación neta		Generación con renovables		Generación con combustibles	
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%
1980	1,427.8	100	1,408.8	98.67	19.0	1.33
1985	1,650.5	100	1,545.4	93.63	105.1	6.37
1990	2,164.3	100	2,025.8	93.60	138.5	6.40
1995	3,270.7	100	1,875.0	57.33	1,395.7	42.67
1996	3,340.7	100	2,276.5	68.14	1,064.2	31.86
1997	3,548.2	100	1,877.6	52.92	1,670.6	47.08
1998	3,737.2	100	1,979.5	52.97	1,757.7	47.03
1999	3,638.1	100	2,319.4	63.75	1,318.7	36.25
2000	3,377.2	100	1,961.4	58.08	1,415.8	41.92

El análisis no es completo si no se incorporan las exportaciones e importaciones de energía, cuya evolución, entre los años 1980 y 2000, se muestra en el Cuadro 11.

**Cuadro 11**  
**Evolución de las exportaciones e importaciones (1980 -2000)**

Año	Exportaciones Gwh	Importaciones Gwh	Disponible Gwh
1980	0.0	0.0	1,427.8
1985	0.0	0.0	1,650.5
1990	9.4	10.8	2,165.7
1995	64.9	29.7	3,235.5
1996	21	41.7	3,361.4
1997	18.2	106.3	3,636.3
1998	22.7	60.7	3,775.2
1999	207.8	458.2	3,888.5
2000	111.7	807.7	4,073.2

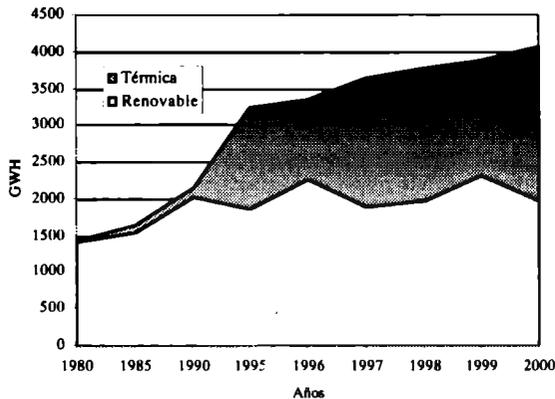
La evolución porcentual de la generación de energía con fuentes propias, en el mismo período, se muestra en el Cuadro 12. Este dato está relacionado con la energía disponible para consumo en el país.

**Cuadro 12**  
**Evolución de la generación con fuentes propias (1980-2000)**

Año	%
1980	98.67
1985	93.63
1990	93.54
1995	57.95
1996	67.73
1997	51.63
1998	52.43
1999	58.92
2000	48.15

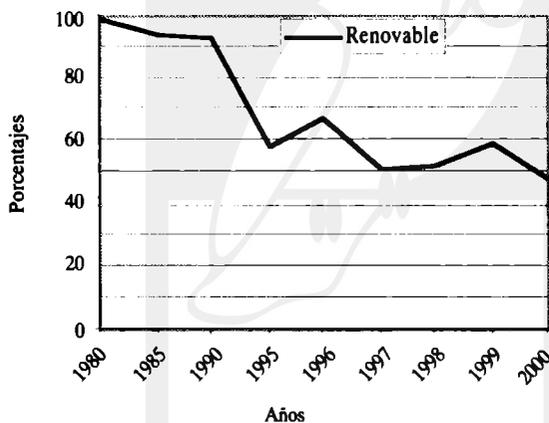
En la Gráfica 1 se puede observar la composición de la energía generada con fuentes renovables y con combustibles derivados del petróleo.

**Gráfica 1**  
**Composición de energía disponible**



Visto gráficamente de otra manera, a continuación se muestra la variación experimentada entre 1980 y 2000, en la generación con fuentes renovables, en relación con el total de la energía disponible (Gráfica 2).

**Gráfica 2**  
**Variación porcentual de la energía renovable**



Desde 1980, tal como puede apreciarse arriba, la generación con recursos renovables ha variado, en porcentajes que van de un máximo del 98.67 a un mínimo del 48.15 por ciento. Existe, además, una posibilidad grande de disminución de esta relación, en el mediano plazo, por la ausencia de

otros proyectos de generación con fuentes renovables, los cuales podrían mantener inalterada dicha relación. En 1995, entró en operación la planta geotérmica de Berlín, una obra ejecutada con la política anterior a la liberalización del sector. En ese entonces, la política nacional buscaba de una manera determinante el desarrollo máximo de las fuentes renovables de energía del país.

Puede aseverarse, entonces, que la cada vez más reducida generación con recursos renovables, la cual minimiza el efecto del alza de los precios del petróleo y sus derivados, es un hecho que, a corto plazo, hará al país sumamente dependiente del precio de dichos combustibles y de las importaciones. Esto no es más que el efecto directo del cambio sustancial de la política nacional de energía eléctrica.

Podría pensarse que, en el corto plazo, es posible incidir de una manera favorable en el valor del cargo por energía, el más determinante de los tres que componen el costo total del servicio, continuando con las importaciones a bajo costo de los países vecinos, pero, hasta el momento, esos precios no son conocidos y tampoco son tomados en cuenta para calcular los ajustes mencionados. Por otra parte, la red actual de alta tensión de El Salvador sólo está interconectada con Guatemala, lo cual limita la cantidad de energía que se puede importar. En todo caso, aun si, en el futuro, fuera posible importar energía eléctrica de bajo costo de los países vecinos, es necesario analizar con atención el impacto que ello tendría en la balanza de pagos. Por consiguiente, el cargo por energía dependerá en el corto, mediano y largo plazo, tal como está la situación, de dos factores: el rumbo que tomen los precios de los combustibles en la economía mundial y los precios de los excedentes de energía que, con el tiempo, los otros países del área pongan a disposición, lo cual supone la construcción de una red regional de interconexión eficiente —una realidad en el mediano plazo—.

Finalmente, otro efecto de las decisiones adoptadas hace algunos años, el cual también incide en el valor actual de la energía eléctrica, es la inexistencia de una política nacional para el sector. Se echa de menos una política nacional que, con una visión macroeconómica, tome en consideración las ventajas de desarrollar los recursos propios y apoye proyectos de generación con recursos renovables. En Centroamérica, Honduras y Costa Rica son los únicos países que tienen esquemas normativos que favorecen la generación con fuentes re-

novables; Guatemala tuvo una ley que permitió a la empresa privada construir plantas hidroeléctricas que totalicen más de cien megavatios. En la actualidad, esa ley ha sido derogada. En El Salvador, en cambio, hay un proceso de modernización y liberalización del sector, el cual cuenta con un marco legal moderno, pero se necesita avanzar más aún.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) registra el siguiente potencial de recursos renovables hidroeléctricos de los países centroamericanos, de energía generada por tipo de fuente y de precios promedios estimados para el consumidor (Cuadro 13).

**Cuadro 13**  
**Potencial en megavatios (MW) (Año 2000)**

País	Potencial	Desarrollado
Costa Rica	8,472.00	1,300.00
El Salvador	2,165.20	410.60
Guatemala	10,890.00	478.50
Honduras	6,000.00	433.70
Nicaragua	1,700.00	103.40

Las plantas hidroeléctricas ya desarrolladas y otras instalaciones térmicas, geotérmicas y eólicas de los países centroamericanos produjeron, en el año 2000, la cantidad de energía que se presenta en el Cuadro 14, clasificada por tipo de fuente.

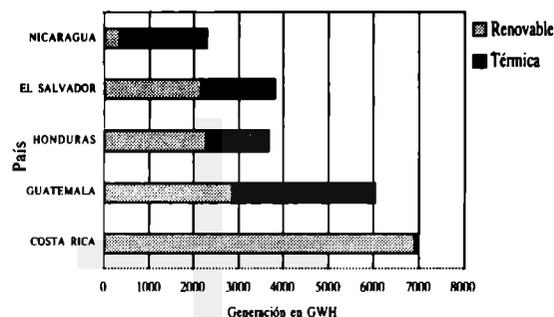
**Cuadro 14**  
**Energía generada en megavatios hora (GWH) (Tipo de fuente)**

País	Renovable	Térmica
Costa Rica	6,913.00	84.00
El Salvador	2,159.40	1,660.50
Guatemala	2,878.8	3,175.30
Honduras	2,278.10	1,402.20
Nicaragua	347.4	1,940.00

*Nota:* Es posible que la generación de Guatemala con fuentes renovables sea mayor, porque hay ingenios grandes que inyectan en la red energía generada con biomasa, la cual pudiera aparecer en este cuadro como térmica.

La misma información se presenta en forma gráfica y ordenada por país, de menor a mayor generación con renovables (Gráfica 3).

**Gráfica 3**  
**Generación centroamericana por tipo de fuente**



*Nota:* Las cifras de OLADE aparentemente no contemplan las exportaciones e importaciones de energía.

Cabe mencionar que de los países centroamericanos, Costa Rica es el único que ha mantenido en forma invariable su política de manejo centralizado de la energía por parte de un ente estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). También Costa Rica, junto con Guatemala y Honduras son los únicos países del área que tienen o han tenido esquemas normativos para favorecer la generación con energías renovables.

En el Cuadro 15 se pueden observar los precios promedios al consumidor, a junio de 2001, según las estadísticas de OLADE.

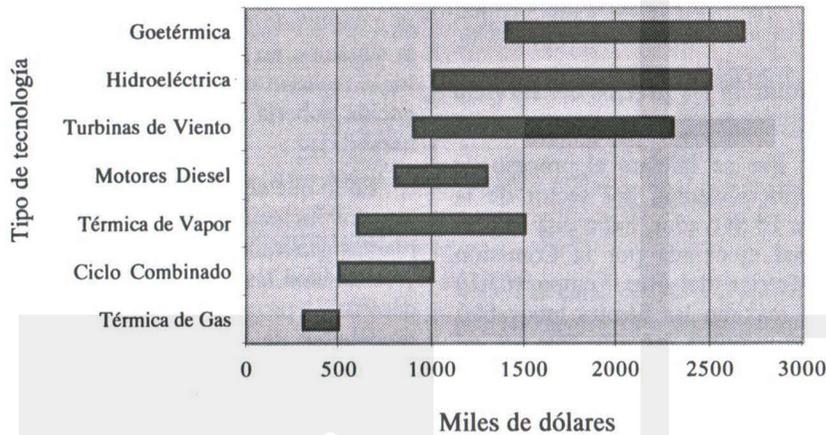
**Cuadro 15**  
**Precios promedio al consumidor (US centavos/kwh)**

País	Residencial	Comercial	Industrial
Costa Rica	7.08	10.34	8.45
El Salvador	8.20	11.11	10.71
Guatemala	8.00	6.33	7.56
Honduras	7.61	10.74	6.27
Nicaragua	11.95	14.68	11.70

El monto de la inversión requerida por megavatio instalado tiene un amplio rango para cada tecnología que se pretenda utilizar. Las tecnologías en uso, en la actualidad, en el país, son geotérmicas, hidroeléctricas, motores diesel, térmicas de vapor convencionales y térmicas de gas. Además

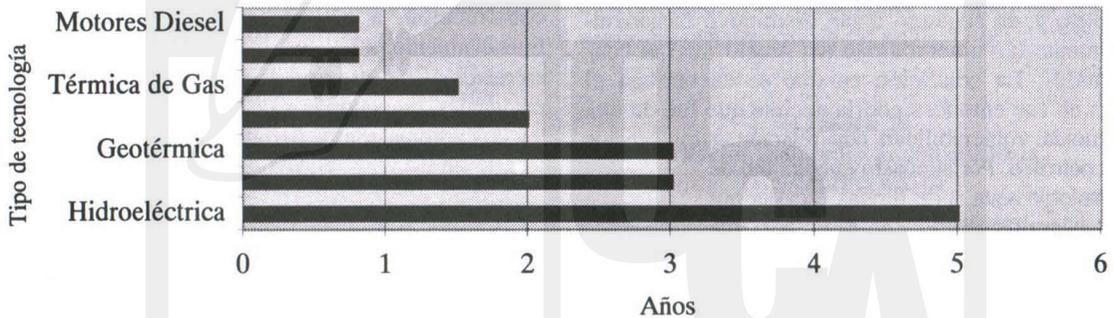
de éstas, es factible instalar, en el área centroamericana, otras tecnologías convencionales, como las plantas de ciclo combinado y otras no convencionales y renovables como las plantas eólicas. En la Gráfica 4 se presenta el rango aceptado en dólares por megavatio de estas tecnologías.

**Gráfica 4**  
**Inversión por megavatio**



En la Gráfica 5 se presenta el rango aceptado, en el tiempo requerido, para la construcción de las tecnologías antes mencionadas.

**Gráfica 5**  
**Tiempo de construcción**



En las Gráficas 4 y 5 se observa que las inversiones con rangos mayores por megavatio corresponden a los proyectos con energías renovables (geotérmica, hidroeléctrica y eólica); mientras que los proyectos térmicos (diesel, vapor, gas o ciclo

combinado) son los que tienen rangos de inversión menores. También en estas gráficas se observa que con excepción de los proyectos eólicos, las plantas que funcionan con energías renovables necesitan de tiempos mayores para su construcción;

mientras que, en general, los proyectos térmicos son los que requieren de menor tiempo.

Estas diferencias introducen características especiales a las líneas de financiamiento necesarias para construir proyectos con fuentes renovables, a la vez que son la causa de que los costos iniciales de generación sean más altos, aunque después van disminuyendo, a medida que se amortizan los créditos adquiridos. Pasado el período de amortización de los préstamos y el de depreciación, los costos de generación de los proyectos renovables son, en general, más bajos que los costos de generación de los proyectos térmicos. Los proyectos geotérmicos presentan una dificultad adicional y es que requieren de un período previo, que puede ser muy prolongado, para confirmar el potencial verdadero de los campos geotérmicos.

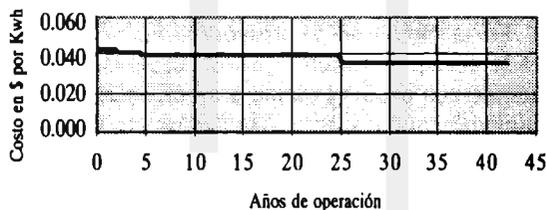
Las líneas de crédito, requeridas para los proyectos de generación, deben de cumplir con las condiciones siguientes: tasas de interés bajas; período de gracia que, según el destino del crédito, permita que mientras se inicia la generación de energía, únicamente se paguen intereses, y plazos de amortización de hasta quince años, dependiendo del destino. La contratación de estos créditos debiera contemplar un contrato de compra de la energía por parte de algún operador del sistema a precios que confirmen la factibilidad financiera del proyecto.

Los costos por generación, que se presentan en la Gráfica 6, corresponden a tecnologías que podrían competir en la región centroamericana, en los próximos años —térmica de ciclo combinado, térmica con motor diesel, hidroeléctrica pequeña (PCHs hasta 15 mil Kw), hidroeléctrica de gran tamaño, geotérmica y eólica—. Existen otras tecnologías térmicas, pero más contaminantes y de costos mayores, las cuales, por estas razones, no han sido consideradas. Al comparar en el tiempo los costos de generación de estas plantas se ha seguido una misma metodología, incorporando los siguientes supuestos: en el año cero, todos los proyectos inician su generación a plena capacidad; en el caso de los proyectos térmicos, se genera durante 7 mil horas al año; en el caso de las PCHs, se genera con un factor de planta de 0.65; en el caso de las hidroeléctricas de gran tamaño, el factor de planta es 0.45; el financiamiento asciende al 70 por ciento del monto de la inversión; el interés de los préstamos es del 7 por ciento, exceptuando a las hidroeléctricas de gran tamaño para las cuales se supone un interés del 4.5 por ciento; el plazo de amor-

tización es de siete años en los proyectos térmicos, quince en los de PCHs y cuarenta para las grandes hidroeléctricas, con amortizaciones semestrales; y depreciación lineal con tiempos que dependen del tipo de proyecto.

Las plantas térmicas de ciclo combinado utilizan los gases de escape a alta temperatura del ciclo abierto, usado por la tecnología de plantas de gas, para generar vapor en un ciclo cerrado, el cual utiliza la tecnología de plantas de vapor. Esta tecnología tiene, en la actualidad, eficiencias que, dependiendo del tamaño, llegan hasta el 60 por ciento. La Gráfica 6 presenta la variación, estimada contra el tiempo, de los costos de generación de una planta de ciclo combinado, bajo los supuestos siguientes: capacidad de la planta, 440 megavatios; generación anual, 3 080 000 Mwh; inversión por megavatio, 550 000 dólares; costos fijos de operación y mantenimiento, 9.40 dólares por Kw, por año; costos variables de operación y mantenimiento, 0.3 dólares por Mwh; costos variables de operación, por combustible, 35 dólares por Mwh y depreciación lineal en veinticinco años.

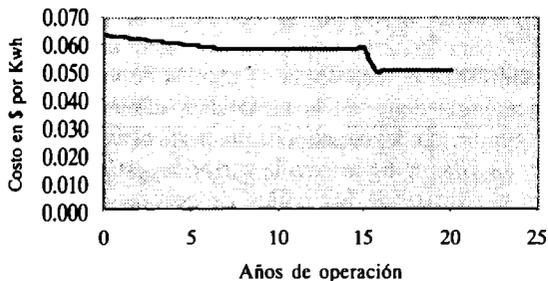
**Gráfica 6**  
**Costos de generación del ciclo combinado**



La tecnología de construcción de los motores diesel, utilizada en las plantas generadoras, ha mejorado de manera considerable y en especial en lo relacionado con el número de horas de operación anual. En los costos aquí calculados se han supuesto 7 mil horas de operación por año. En la Gráfica 7 se presenta la variación, estimada contra el tiempo, de los costos de generación de una planta térmica con motores diesel, bajo los siguientes supuestos: capacidad de la planta, 30 megavatios; generación anual, 210 000 Mwh; inversión por megavatio, 800 000 dólares; costos fijos de operación y mantenimiento, 39.40 dólares por Kw, por año; costos variables de operación y

mantenimiento, 10 dólares por Mwh; costos variables de operación, por combustible, 35 dólares por Mwh y depreciación lineal en quince años.

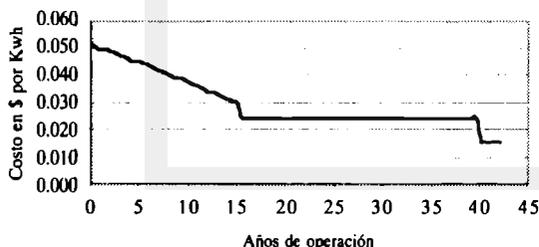
**Gráfica 7**  
Costos de generación de motores diesel de combustión



Las pequeñas centrales hidroeléctricas o PCHs son instalaciones que funcionan con el caudal de agua que fluye normalmente por los ríos, donde se construyen. Utilizan un dique de derivación, pero sin embalse para acumular agua. Algunas se construyen con pequeños embalses para acumulación diaria y así poder generar energía en cantidades mayores, en las horas en que el precio a que es posible venderla es mayor.

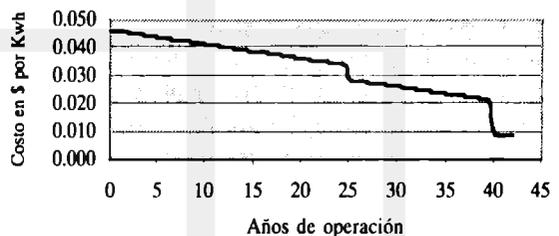
En la Gráfica 8 se presenta la variación, estimada contra el tiempo, de los costos de generación de una pequeña planta hidroeléctrica bajo los siguientes supuestos: capacidad de la planta, 3 megavatios; generación anual, 17 082 Mwh; inversión por megavatio, 2 500 000 dólares; costos fijos de operación y mantenimiento, 76 dólares por kw, por año; costos variables de operación y mantenimiento, 2.25 dólares por Mwh y depreciación lineal en quince años para los equipos y en cuarenta años para las obras civiles.

**Gráfica 8**  
Costos de generación de PCH's



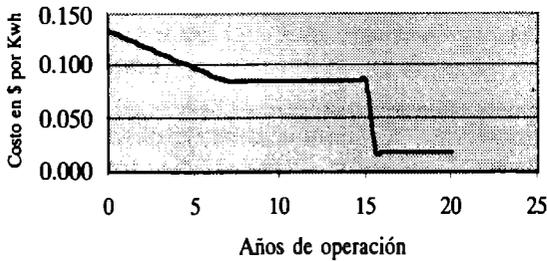
Las plantas hidroeléctricas de gran tamaño son instalaciones que trabajan con el agua almacenada en un embalse con capacidad de acumulación suficiente como para trabajar en invierno y verano con un factor de planta en un rango entre 0.40 y 0.46. La Gráfica 9 muestra la variación, estimada contra el tiempo, de los costos de generación de una planta hidroeléctrica de gran tamaño bajo los siguientes supuestos: capacidad de la planta, 60 megavatios; generación anual, 236 520 Mwh; inversión por megavatio, 2 500 000 dólares; costos totales fijos y variables de operación y mantenimiento, 0.0086 dólares por Kwh y depreciación lineal en veinte y cinco años para los equipos y en cuarenta años para las obras civiles.

**Gráfica 9**  
Costos de generación de una hidroeléctrica de gran tamaño



Las plantas geotérmicas son instalaciones que utilizan el vapor del subsuelo para generar electricidad, sin utilizar combustible para la producción del vapor para el ciclo térmico con el cual trabajan. No se presentan estimaciones de costos de generación, porque se requiere de mucha investigación del campo geotérmico, lo cual tiene costos que dependen de las peculiaridades del mismo.

Las plantas eólicas son instalaciones que utilizan el potencial de las corrientes de aire para convertirlas en energía eléctrica, utilizando tecnologías especiales, de las cuales la más eficiente es la que utiliza un rotor de tres aspas. La Gráfica 10 muestra la variación, estimada contra el tiempo, de los costos de generación de una de estas plantas bajo los siguientes supuestos: capacidad de la planta, 1.50 megavatios; generación anual, 2 250 Mwh; inversión por megavatio, 1 300 000 dólares; costos totales fijos y variables de operación y mantenimiento, 0.018 dólares por Kwh; depreciación lineal en quince años.

**Gráfica 10****Costos de generación de una planta eólica**

La Ley General de Electricidad no contiene barreras legales para el desarrollo de plantas generadoras, que operan con energías renovables; pero sí existen dificultades, puesto que las plantas hidroeléctricas y las geotérmicas se mencionan de manera específica para exigir una concesión para utilizar el recurso (Art. 5). Pero el promotor de los estudios podría perder su obtención si no gana la subasta que la ley requiere (Art. 16), aunque tiene la opción de pagar por la concesión una cantidad ligeramente menor a la de la mayor oferta recibida. La ley, entonces no prohíbe, pero cohibe.

Tampoco se puede decir que existan barreras legales para que la energía que pudiera ser generada con recursos renovables sea despachada por la UT, si con anterioridad se ha llegado a arreglos de compraventa con quienes participan en el mercado mayorista. La barrera es indirecta, al darles un tratamiento de competencia con los precios del mercado. Esto se puede observar en los gráficos que muestran la variación de los costos de generación de las distintas plantas, a lo largo del tiempo. Tal como opera actualmente el mercado de energía eléctrica, un generador que disponga de energía para la venta, procedente de una pequeña central hidroeléctrica (PCH) recién instalada y a la cual generar un Kwh le cuesta 0.0518 dólares, no la podría vender a los particulares del mercado mayorista si un generador dispone y ofrece energía, procedente de otro tipo de planta, que tiene costos de generación menores. Este sería el caso de la energía generada por una planta de ciclo combinado recién instalada, capaz de generar un Kwh a un costo de 0.04364 dólares.

El caso sería muy diferente si con una política nacional adecuada para apoyar los proyectos de generación con recursos renovables, esa misma

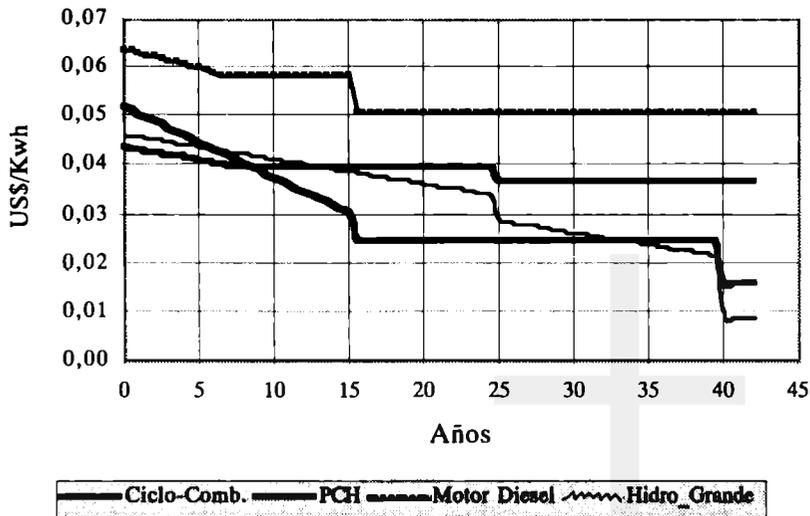
pequeña central hidroeléctrica hubiera podido operar, generando para la red nacional un número suficiente de años (supongamos quince), al cabo de los cuales sus costos de generación se habrían reducido a 0.0244 dólares por Kwh. Mientras tanto, en los mismos quince años después de haber iniciado sus operaciones, una planta de ciclo combinado estaría generando energía a un costo de 0.03979 dólares por Kwh.

Lo mismo se puede decir del caso de una planta hidroeléctrica de gran tamaño, la cual al iniciar operaciones generaría un Kwh por 0.04633 dólares, un costo superior a los 0.04364 dólares por Kwh a que puede generar una planta térmica de ciclo combinado, recién instalada. También sería diferente este caso si con una política nacional adecuada que apoye los proyectos de generación con recursos renovables, esa planta hidroeléctrica de gran tamaño hubiera podido operar, generando para la red nacional los mismos quince años ya mencionados. Al cabo de éstos, sus costos de generación se hubieran reducido a 0.03884 dólares por Kwh. Mientras que, en los mismos quince años después de haber iniciado operaciones, una planta de ciclo combinado estaría generando energía a un costo de 0.03979 por Kwh.

En estos dos casos —una PCH o una planta hidroeléctrica de gran tamaño—, a medida que transcurre más tiempo, los costos de generación se van haciendo menores, en comparación con los de una planta térmica de ciclo combinado. La razón fundamental para que una política nacional apoye los proyectos de generación con recursos renovables es que el número de años durante los cuales los costos de operación de estos proyectos es menor que los de las generadoras térmicas, superan por mucho al número de años en los cuales sus costos de operación son mayores, cuando comienza a operar.

En la Gráfica 11 se compara el comportamiento de los costos de generación en el tiempo de varios tipos de plantas. Esta comparación comprueba la afirmación anterior. Después de iniciar sus operaciones, los costos de generación de los proyectos comienzan a disminuir, en una forma acentuada, a medida que se va pagando la deuda adquirida para su construcción, encontrándose nuevos puntos de inflexión, en los cuales los costos de generación disminuyen de una forma abrupta, cuando concluye un período de depreciación.

**Gráfica 11**  
**Comparación de costos totales de generación por tipo de planta generadora**



Tantos los proyectos hidroeléctricos como los geotérmicos requieren para su desarrollo de cantidades considerables de terreno y, dadas las condiciones de la tenencia de la tierra en El Salvador, es muy posible que sea necesario negociar con un número grande de propietarios, algunos de los cuales podrían negarse a vender para especular con los precios y hasta podrían boicotear los proyectos. Para evitarlo, se necesita una ley de expropiación de tierra justa y ágil, que facilite el desarrollo de proyectos con recursos renovables.

### 5. Conclusiones

De lo expuesto en las páginas anteriores, se pueden sacar las conclusiones.

A partir de 1993, en el país se inicia un proceso de modernización y liberalización del sector eléctrico con unos objetivos definidos. En este proceso han intervenido varios actores y el resultado de esas intervenciones explica el estado de los precios actuales de la energía eléctrica para el consumidor final.

Este proceso se ha desarrollado de tal manera que, en la actualidad, existen leyes y reglamentos que protegen los derechos de los usuarios, regulan a los operadores y promueven la calidad y confiabilidad de los servicios prestados. Todo parece indicar que se hacen esfuerzos considerables para

cumplir con los objetivos; sin embargo, esto último es relativo, en algunos casos, en particular lo relacionado con el desarrollo de un mercado competitivo y con el uso racional y eficiente de los recursos. Los hechos han confirmado las observaciones que diversas personas e instituciones hicieron al anteproyecto de Ley General de Electricidad. En ese entonces se advirtió que era difícil establecer una verdadera competencia y que su aplicación, sin la orientación de una política nacional de energía eléctrica, llevaría a un estancamiento del desarrollo de los recursos energéticos renovables del país.

El origen de los precios altos del servicio eléctrico no debe atribuirse sólo a la administración y las finanzas de las distribuidoras, ya que su composición incluye factores que no dependen de ellas. Este es el caso del cargo por energía, el cual, por lo general, es el más determinante. El precio para el consumidor depende de la tarifa, del consumo y de la distribuidora. El cargo por energía en relación con la cantidad total a pagar va del 57.61 al 83.21 por ciento.

En este cargo está incidiendo el efecto de decisiones tomadas hace varios años, en el marco de lo que debería ser la política nacional de energía eléctrica.

Dadas las circunstancias, el cargo por energía dependerá, en el corto y mediano plazo, de dos fac-

tores: del rumbo que tomen los precios de los combustibles en la economía mundial y de los precios de los excedentes de energía que, con el tiempo, otros países del área centroamericana pongan a disponibilidad.

En el largo plazo, el cargo por energía dependerá en particular de la política que sea adoptada en el sector para apoyar los proyectos de generación con recursos renovables. De ello dependerá que el país sea más o menos vulnerable a las variaciones de los precios de los combustibles.

A partir de los planes de modernización y liberalización del sector de la energía eléctrica, la actualización de las centrales hidroeléctricas existentes y la planificación de la construcción de nuevas centrales, que puedan generar con recursos renovables, quedaron estancadas. Este estancamiento no es una simple casualidad, sino resultado de la nueva política gubernamental respecto a la energía eléctrica, la cual deja a la iniciativa privada la decisión del tipo de fuentes a desarrollar, al darles un tratamiento de competencia con los precios del mercado y un enfoque microeconómico.

La generación con recursos renovables, para abastecer la demanda del país, ha variado en porcentajes que van desde un máximo del 98.67 por ciento, en 1980, hasta un mínimo del 48.15 por ciento, en el año 2000, con una posibilidad grande a disminuir todavía más, en el mediano plazo, debido a la ausencia de otros proyectos de generación con fuentes renovables, que, a corto plazo, pueden mantener inalterado hacia la baja ese porcentaje de generación.

Desde 1980 hasta ahora, la vulnerabilidad o susceptibilidad de que variaciones exógenas, fuera del control de las regulaciones existentes en el sector de la energía eléctrica, produzcan alteraciones importantes en los precios para los consumidores finales ha ido aumentando, a medida que la proporción de la energía generada con recursos renovables ha ido disminuyendo.

Hay razones importantes por las cuales es conveniente a los intereses nacionales promover y apoyar el desarrollo de los recursos renovables del país; sin embargo, las barreras existentes hacen más complicado desarrollar plantas generadoras que utilizan recursos naturales. Conviene, por lo tanto, identificarlas y reformar o crear la legislación para superarlas. Así, en el futuro, se podría contar con proyectos basados en el uso de fuentes renovables

de energía, mediante tecnologías de energía renovables.

## 6. Recomendaciones

Lo más efectivo que El Salvador puede hacer, respetando en lo fundamental el marco legal actual del sector y sin afectar los intereses de los inversionistas extranjeros que atrajo la privatización, es elaborar una política nacional que posibilite, mediante planes y leyes, el desarrollo constante y sostenido de los recursos propios, a través de inversiones públicas y privadas. No hay que olvidar que incluso los proyectos pequeños de energías renovables pueden funcionar sin ocasionar trastornos económicos en el largo plazo, si se apoyan en los primeros años de operación (el cruce de líneas en la gráfica comparativa de costos), cuando no pueden competir con proyectos térmicos como el del El Faro de Honduras, que será construido muy pronto por *AES Corporation*, dados los precios del mercado.

Entre algunas de las acciones que deberían ser emprendidas para fomentar la generación de energía eléctrica con recursos renovables se pueden mencionar las siguientes:

— Actualizar el inventario de sitios para la generación de energía eléctrica con recursos renovables, tarea que podría ser realizada o coordinada por el Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN).

— Fortalecer el papel de CEL como generador con recursos renovables, reconociendo que por los límites de la tenencia de la tierra establecidos en la Constitución, únicamente una entidad estatal puede adquirir tierras en las cantidades requeridas para los grandes proyectos hidroeléctricos y geotérmicos; de igual manera que sólo el Estado tiene acceso a préstamos a largo plazo (40 años por lo menos), con intereses bajos y períodos de gracia prolongados como los requeridos por los grandes proyectos con renovables.

— Promover un proyecto de ley de incentivos para desarrollar proyectos de generación con energías renovables por parte de empresarios privados. Entre otros, los incentivos que podrían considerarse son la exoneración del pago del impuesto al valor agregado de todos los equipos, materiales y servicios necesarios para la construcción; la exoneración del pago de los impuestos y derechos de importación de equipos y materiales que proven-

gan de otros países y que sean necesarios para la construcción; la exoneración del pago del impuesto sobre la renta durante los primeros cinco años después del inicio de la operación comercial; facilidades para la importación temporal de maquinaria y equipo, mientras dure la construcción; y la propiedad de los certificados de reducción de emisiones a los dueños de los proyectos, quienes así saldrían beneficiados con su comercialización.

— La formación de un fondo de inversión para apoyar, por períodos variables, según el tipo, los proyectos de generación con energías renovables. En este lapso, su energía sería adquirida a precios superiores a los del mercado. Para ello, el fondo uti-

lizaría la figura de operador comercializador para vender la energía de los proyectos adscritos.

No es tarea fácil promover el desarrollo de proyectos de generación con energías renovables, sobre todo porque, por ahora, hay que ir en contra de la corriente; sin embargo, en la medida en que estos proyectos se ejecuten, se estará caminando hacia la promoción de un desarrollo eléctrico que respete las diferentes dimensiones de la sustentabilidad y que, en el mediano plazo, permita mantener una posición menos vulnerable a las alzas de los precios de los combustibles y, por lo tanto, con impactos menores en los precios de la energía eléctrica para el consumidor final.

