

AMBIENTICO



**NUEVAS LEYES EN ELECTRICIDAD
TRAEN CAMBIOS PROFUNDOS**

SUMARIO

- 3 Julio Matamoros
[NUEVAS LEYES ANTE LAS NECESIDADES DE ELECTRICIDAD DE NUESTRA SOCIEDAD](#)
- 10 Mario Alvarado
[NECESIDAD DE UN MERCADO DE ELECTRICIDAD MAYORISTA EN COMPETENCIA](#)
- 12 Juan María González
[PERSPECTIVAS ELÉCTRICAS: CERTEZAS E INCERTIDUMBRES](#)
- 14 Leiner Vargas
[MODERNIZACIÓN O MERCADO: VIEJO DEBATE EN EL SECTOR ELÉCTRICO COSTARRICENSE](#)
- 19 Leda Zamora
[APERTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO: CARACTERÍSTICAS Y POSIBLES CONSECUENCIAS](#)

Foto de portada: Planta geotérmica Miravalles I, por Alfredo Huerta Reyes.

AMBIENTICO

Revista mensual sobre la actualidad ambiental

Director y editor Eduardo Mora

Consejo editor Manuel Argüello, Gustavo Induni,
Wilberth Jiménez, Luis Poveda

Fotografía www.galeriaambientalista.una.ac.cr

Asistencia, administración y diagramación
Rebeca Bolaños

Teléfono: 2277-3688. Fax: 2277-3289

Apartado postal: 86-3000, Costa Rica.

ambientico@una.ac.cr www.ambientico.org

www.galeriaambientalista.una.ac.cr

MILES DE FOTOS
DEL AMBIENTE TICO
Y MESOAMERICANO

Nueva legislación en electricidad trae cambios profundos

En Costa Rica hay consenso respecto de la pertinencia de producir nuestra electricidad a partir solo de fuentes renovables, apelando a los hidrocarburos nada más en casos especiales. Pero como la prescindencia del petróleo supondría un aumento considerable del aprovechamiento de tales fuentes, haciéndose entonces necesario generar más hidroelectricidad y realizar muy altas inversiones en la explotación de las otras fuentes renovables, hay quienes sostienen que debe de permitirse la participación irrestricta de generadores privados pequeños (principalmente en hidroeléctricas) y grandes (en otras fuentes). Sin embargo, esto es enérgicamente negado por otros, que afirman que el Instituto Costarricense de Electricidad (Ice) podría conseguir el financiamiento necesario y emprender las obras que hagan falta sin darle a la iniciativa privada más participación de la muy poca que ya tiene en generación eléctrica. El interés de abrir a empresas privadas el negocio de la generación -y la distribución- de electricidad no solo obedece a querer dejar de depender de plantas térmicas y a la necesidad de la mucha inversión en generación que exige el crecimiento pasmoso de la demanda de energía -máxime si se insiste en electrificar el transporte y en exportar electricidad-, sino también -arguyen quienes defienden la nueva legislación- a que la intervención de otros actores compitiendo redundaría en un mejoramiento del servicio. Esto, por supuesto, es refutado por los convencidos de las capacidades del estatal Ice y los desconfiados de las empresas que se mueven únicamente por el lucro.

Dos proyectos recién presentados a la Asamblea Legislativa -el de *Ley general de electricidad* y el de *Ley de fortalecimiento y modernización de las entidades públicas del sector electricidad*- pretenden, precisamente, abrir en su totalidad el sector económico de la electricidad a la empresa privada, estableciendo, eso sí, una *autoridad administradora de mercado* que administraría todas las transacciones del mercado eléctrico y un ente *regulador* que fijaría precios de transmisión, distribución y servicio público, garantizando que del consumo de electricidad no quedara nadie excluido (se electrificaría incluso donde no fuera rentable y se vendería a precios incluso por debajo del costo). La generación a partir de fuentes renovables sería estimulada al máximo -dice uno de los proyectos de ley- pagando precios por la electricidad según la fuente de proveniencia y según la tecnología empleada. Mas quienes adversan la apertura del sector eléctrico creen que, en caso de aprobarse la nueva legislación, ni se dará esta estimulación ni habrá tampoco efectivo acceso universal a la electricidad.

**LOS LUNES, DE 11 A 12 DE LA NOCHE, POR CANAL 13,
Y REPETICIÓN POR CANAL 15 LOS LUNES, DE 10 A 11
DE LA NOCHE, Y LOS MARTES, DE 2 A 3 DE LA TARDE**

UNA
mirada

**EL PROGRAMA DE OPINIÓN
DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL**

**ABORDAJE ÁGIL DE LOS PRINCIPALES Y MÁS
INTERESANTES TEMAS DE LA VIDA NACIONAL**

Nuevas leyes ante las necesidades de electricidad de nuestra sociedad

JULIO MATAMOROS

La demanda eléctrica nacional crece a un promedio histórico del 5,5% al año, lo que se traduce a que en poco más de una década se debe duplicar la capacidad de producción de energía que posee el país. Eso significa que los retos de crecimiento de nuestra sociedad se traducen en forma directa en retos de crecimiento de la capacidad de producción, transmisión y distribución de electricidad, ubicándose el mayor componente de costos e inversión en la actividad de generación. El reto mayor es tener la energía disponible para la sociedad en el momento que se necesita y con las características de precio, calidad y servicio que se requieren, y que su consumo y producción sean ambientalmente benignos.

Cuando analizamos las tendencias promedio de crecimiento de la demanda y nos hacemos la pregunta sobre los retos de inversión vemos que éstos se traducen en dos cuestiones fundamentales a resolver:

Por un lado, el tema del tiempo de respuesta, dado que tenemos que duplicar nuestra capacidad de producción actual en poco más de una década. El tamaño de la demanda eléctrica en términos absolutos crece año con año. Por ejemplo, hace 30 o más años un proyecto de escala de 200 MW de producción era suficiente para satisfacer la demanda todavía una década después de establecido. Hoy, construir un proyecto de esa misma escala significa responder al crecimiento de la demanda de no más de tres años. Es decir, las necesidades de inversión no solo se traducen en una necesidad de montos económicos, sino que también debemos ver que se necesitan grandes montos de inversión y una capacidad de desarrollo de la producción de electricidad de tiempo rápida. Y éste es uno de los aspectos centrales que deben verse como retos a mediano o largo plazo para el sector electricidad.

El otro gran reto para el sector energía y muy intrínsecamente relacionado con el anterior tiene que ver con los riesgos de la dependencia del petróleo en el sector eléctrico, algo que usualmente llamamos termificación de la generación eléctrica. Es claro que si no se dispone o desarrolla fuentes renovables de energía o no se produce la electricidad basada en ellas, las alternativas de desarrollo son aquellas fuentes no renovables como el carbón y el petróleo, con el consecuente problema que acarrearán de emisiones de

gases efecto invernadero y de agotamiento del modelo petrolero en el mediano plazo. Esta dimensión en el subsector electricidad implica un escenario nada halagüeño de mayor generación térmica, con el consecuente costo mayor de la electricidad y la problemática de seguridad de la disponibilidad del recurso energético como el petróleo. En resumen, el otro gran reto, además del tiempo rápido de respuesta y montos crecientes de inversión en el subsector electricidad, corresponde al aprovechamiento de energías renovables en forma sostenible y mayoritaria en la producción de energía eléctrica nacional.

Todos estos retos, más otros también de gran importancia para el sector energía, como lograr un apalancamiento de crecimiento con el mercado regional centroamericano de electricidad, implican una reforma de la estructura legal de fondo del subsector electricidad, de manera que podamos crear un sistema de funcionamiento de las actividades del subsector eléctrico que sea competitivo, busque la mayor eficiencia y el menor costo posible de la energía, y que la base energética de ella sea energía renovable. Creando un marco regulatorio no discriminatorio y transparente que permita las condiciones de atracción de la inversión en el subsector electricidad. Además, se requiere de la participación en su mayor capacidad de desarrollo de las instituciones y empresas del Estado, aspecto que pasa por crear un marco jurídico más rico y facultativo para las empresas e instituciones estatales. Todos los aspectos anteriores se cifran en las orientaciones principales de los proyectos de *Ley general de electricidad* y *Ley de fortalecimiento de las entidades públicas del subsector electricidad*. A continuación describiremos algunos aspectos puntuales de esos proyectos.

El proyecto posee ciertas claves importantes en cuanto a incentivos a las energías renovables: Incentivo de inversión tanto nacional como mundial, por medio de la creación de un mercado eléctrico mayorista, con reglas de participación transparentes y no discriminatorias.

La atracción de inversión es un factor fundamental en el subsector de electricidad, las necesidades de inversión en este subsector se calculan del orden superior a los 700 millones de dólares de EU al año. Y lo que se posee alguna certeza de financiamiento según datos del Ice es apenas la mitad o menos de eso. Por

otro lado, las tasas promedio histórico de crecimiento aplicadas a la escala y tamaño actuales de nuestra sociedad obligan a construir e instalar en la próxima década la capacidad de producción e infraestructura que se instaló en las pasadas siete décadas en el país.

Incentivos al desarrollo de una mayor producción en energías renovables, por medio de precios de compra de estas energías diferenciados según el tipo de fuente energética y tamaño de producción que permite; por ejemplo, a proyectos solares pagar con una rentabilidad económica los costos que se derivan de la adquisición de ese conjunto de tecnologías solares y las condiciones nacionales (costos sociales, impuestos, etc.) que se deriven a nivel nacional. Pero también se establece la figura de contratos eléctricos de largo plazo (contratos multilaterales) que permiten a un precio diferenciado de compra de la energía eléctrica garantizar la compra de energía eléctrica en periodos de varios años y de esta forma garantizar una ecuación equilibrada de riesgo al inversionista.

Permite desarrollar sobrecapacidad de generación con el objeto de convertir a Costa Rica en una potencia de exportación de electricidad. Esto se hace vía la eliminación de cualquier restricción de capacidad de producción en energía nacional y por medio de un interfase regulatorio mercado nacional y mercado centroamericano de electricidad que no inhibe y permite la venta fluida y sin restricciones pero regulada al mercado internacional de electricidad.

De manera igualmente importante, el proyecto crea la estructura procesal e institucional de un mercado eléctrico mayorista en competencia y regulado, que permite lograr los mejores precios posibles y cumplir con los objetivos de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico nacional.

También, como aspecto de enorme valor social se clarifica y ordena además el sistema universal y solidario de electricidad con el propósito de profundizar los principios solidarios y universales del servicio eléctrico costarricense.

El modelo energético costarricense en términos generales se caracteriza por utilizar un 80 % de la energía con combustibles fósiles, el otro 20 % se caracteriza por energías renovables en electricidad y otros consumos de menor participación como la leña.

Las condiciones de agotamiento del modelo petrolero en las próximas décadas, el hecho de que Costa Rica no sea un país productor de petróleo y la enorme problemática de precios altos y riesgos de disponibilidad del petróleo, así como los efectos negativos en la salud de las personas y en los efectos de gases de efecto invernadero que ha traído como consecuencia el problema de cambio climático, obligan a las sociedades responsables a replantear un cambio radical de su modelo energético, que pasa por sustituir el uso del petróleo o de energías con alta huella de carbono por

otras con huellas de carbono más bajas, como las energías renovables eléctricas.

Este proceso de sustitución coordinado con aumento de producción de energías renovables y disminución de consumo de combustibles derivados del petróleo, requiere una transformación también de la infraestructura y de los esquemas de consumo de la energía en la sociedad, un cambio de una sociedad energética basada en una economía de alto carbono hacia una sociedad basada en una economía energética de bajo contenido de carbono, a este proceso se conoce como descarbonización. El subsector eléctrico con el rol asignado en el proyecto de ley le otorga importancia al uso de las energías renovables y su uso en los consumos de energía que tradicionalmente se asignan a uso de combustibles derivados del petróleo, como el transporte de personas o cargas. Permitiendo abrir una ruta de descarbonización mediante el uso e incremento de uso de la energía eléctrica basada en energías renovables como energético base para los procesos de transporte y procesos de consumo de energía a nivel de redes de distribución eléctrica.

Los incentivos en este proyecto de ley para energías renovables son de tres tipos: Los de tipo incentivo fiscal, reducción de impuestos a equipos, maquinaria, sistemas de control o medición, etc., que tengan relación con las energías renovables. Segundo, la determinación de filtros regulatorios diferenciados que permite la participación en los procesos de subasta de un precio oferta de parte del desarrollador de proyectos de generación y finalmente un precio de compra de la energía renovable según el tipo de tecnología de aprovechamiento de la energía renovable y escala de producción. Y, tercero, la realización de una política energética que permite segmentar la demanda eléctrica futura no satisfecha por fuentes de energía renovables, aspecto que se traduce a generación de un espacio de demanda regulado por fuentes energéticas renovables que permite la realización de contratos eléctricos de compra de largo plazo (de varios años a futuro).

En el caso de Costa Rica, las condiciones de cobertura eléctrica (superiores a un 97 %) y un potencial de energías renovables no utilizado que supera el 90 %, permiten generar condiciones suficientes base para desarrollar un uso mayor de la energía eléctrica para fines no tradicionales como el transporte de personas o carga. Por lo que desde el punto de vista histórico el país por su cobertura eléctrica ha alcanzado un nivel alto de electrificación (llevar el acceso de energía eléctrica en la mayoría del territorio nacional), ahora la meta que se impone y que es posible lograr es lograr un uso mayor y creciente de la electricidad como fuente energética para el transporte de cargas o personas como puede ser por la vía de trenes eléctricos o por la vía de la incorporación cada vez mayor de vehículos de transporte cada vez más basados en tec-

nología eléctrica, vehículos híbridos, eléctricos, o de hidrógeno. A este incremento de la demanda eléctrica por la vía de su uso mayor en transporte de carga o personas se le puede llamar electrificación de los medios de transporte y corresponde bajo el enfoque señalado a una segunda electrificación de Costa Rica.

Los productos eléctricos son aquellos en los que puede mediar para su transferencia una transacción económica competitiva y que por su naturaleza estándar pueden ser medidos y regulados, por mecanismos regulatorios de mercados. En un mercado se puede transar no solo productos sino también servicios eléctricos; por ejemplo, el proyecto de ley establece la venta de servicios de almacenamiento de energía, mismos que pueden ayudar a perfeccionar las capacidades de almacenamiento de la energía renovable en el sistema eléctrico nacional, en este mismo ejemplo, un generador hidroeléctrico, con capacidad de almacenamiento puede dejar de generar según un contrato, para almacenar agua en su embalse y luego regresar esta energía al generador que le compro el servicio. Los servicios eléctricos en el proyectos son de dos tipos, los servicios que se desarrollan dentro del mercado bajo reglas competitivas y los servicios públicos que también se brindan al mercado, pero que no necesariamente se venden en forma exclusiva a un operador de mercado, sino que son de acceso universal a todos los operadores de mercado. Y en los que los operadores que los suministran tienen la obligación de ofrecerles sin discriminación o barreras de acceso a los mismos y bajo una estructura de costos que lleva a desarrollar una tarifa de servicio, establecida por el regulador.

Los productos y servicios del mercado mayorista forman parte de los elementos que componen el servicio público de electricidad a nivel de consumidores eléctricos nacionales. Estos productos o servicios en el mercado son susceptibles a reglas de competencia y libre concurrencia de operadores, lo que precisamente implica que la mejor forma de garantizar condiciones competitivas es por medio de un mercado regulado en competencia. De esta forma se puede garantizar que aquellos productos o servicios intermedios que forman parte de la cadena de suministro de electricidad al consumidor final, sean aquellos que permitan lograr de la mejor manera los objetivos energéticos nacionales, objetivos ambientales, así como las condiciones de calidad y mejores precios posibles.

El proyecto de ley establece la obligación de la creación del sistema universal y solidario, que administrará el regulador y que se concentra en dos aspectos: fundamentalmente la financiación de la infraestructura de redes de suministro de electricidad que no resultan rentables por su relación negativa costo/beneficio y los de tarifas sociales eléctricas, que permite cobrar tarifas eléctricas que son inferiores a su costo real a personas o grupos claramente identifica-

dos. El sistema universal y solidario, tiene la función primordial de que aun en condiciones de rentabilidad económica negativa se garantice el acceso a los sectores de la sociedad más vulnerables. El esquema solidario será administrado en sus prioridades y proyectos por un cuerpo colegiado compuesto por el regulador, el rector y las empresas de distribución eléctrica y conformará sus decisiones dentro del marco de las políticas sociales nacionales de desarrollo.

El cambio en el subsector electricidad implica el fortalecimiento de la estructura institucional asociada al sector energía. Esto implica clarificación de roles y ámbitos de acción, así como la distinción entre los roles de rector, regulador y operador. Así como también el reforzamiento del accionar del Estado en las actividades económicas del mercado, necesariamente para la operación centralizada y los objetivos preestablecidos al mercado, hace falta de una entidad organizadora y centralizadora de las actividades del mercado eléctrico mayorista; esa institución corresponde en el proyecto de ley al nombre de Autoridad Administradora de Mercado (AAM). Y tiene como funciones principales la elaboración del Plan de Satisfacción de la Demanda Eléctrica en orden a satisfacer la demanda eléctrica futura, administrar las transacciones de mercado, sean éstas multilaterales, bilaterales u ocasionales y servir como la entidad administradora central de las transacciones comerciales y financieras de los operadores de mercado. Las funciones de la AAM serán de orden público y sus servicios públicos. El proyecto de ley además busca que el Ice en forma centralizada administre técnicamente el sistema eléctrico de potencia nacional, por medio de un ente de desconcentración máxima, el Centro de Control Nacional (Cecon).

La concepción del proyecto de ley es buscar el desarrollo amplio, rápido, flexible, orientado y regulado de todos los elementos que se requieren para lograr cumplir con los retos tanto actuales como a futuro de las necesidades del servicio eléctrico. Todos estos aspectos requieren del esfuerzo mancomunado de todos los actores. Para el caso de las empresas estatales como el Ice o las empresas eléctricas municipales se requiere de una participación en el esfuerzo de desarrollo máxima, por lo que es necesario que sus facultades legales sean a su vez las máximas y de esta forma se pueda obtener la mayor respuesta posible de su participación en el desarrollo de las actividades del subsector electricidad.

El proyecto de ley establece el fortalecimiento institucional en lo relacionado con el subsector eléctrico del Ice para lograr su mayor flexibilidad y facultación legal que le ayuden a enfrentar los retos que se imponen tanto como parte de las necesidades del subsector eléctrico como las determinadas por el proyecto de ley, donde se busca que el Ice no solo desarrolle actividades de energía eléctrica, sino también se convierta

en una empresa del Estado que pueda ampliar su ámbito de acción a todo el sector energía, pasando de una institución solo dedicada a la electricidad a una empresa energética que incursione en otros sectores estratégicos como el de transporte nacional.

El rol del mercado eléctrico mayorista que se crea corresponde al espacio económico que permite, bajo un esquema regulado y orientado, el logro de los objetivos de seguridad, calidad, continuidad y mejor precio de la energía eléctrica, pero sobre todo crea un marco de reglas claras, transparentes y no discriminatorias que bajo los incentivos del proyecto de ley busca crear un ambiente atractivo de inversión en el subsector de electricidad. Los parámetros operativos del mercado son definidos previamente a la operación del mercado, como resultado de procesos de planificación energética y planificación eléctrica. De esta forma la eficiencia de asignación de los mecanismos de competencia en los mercados entra como complemento y materialización de estos requisitos y características buscadas y exigidas al subsector eléctrico. Es por este motivo que el mercado se desarrolla bajo un sistema de control y regulación que garantiza que su eficiencia de operación económica se traduzca siempre en beneficios para los consumidores nacionales de electricidad.

Las condiciones preexistentes al mercado son nombradas de esta forma porque son características y aspectos que se imponen a la operación del mercado y que, por tal motivo, establecen previamente condiciones sobre la actividad económica del mercado en competencia. Por ejemplo, como resultado del proceso de planificación energético nacional se define el tipo de composición energética meta que se desea tener en la matriz de energía eléctrica a futuro. Por ejemplo, 80 % hidroeléctrico, 10 % geotermia, 5 % eólico, 2,5 % biomasa y 2,5 % solar, que requiere en forma óptima el modelo energético nacional.

Estos objetivos definen una orientación y restricción al mercado eléctrico mayorista que deberá velar porque en esa misma proporción exista la suficiente energía producida por los contratos eléctricos multilaterales que garantice que la composición de energía en estas fuentes energéticas que se requiere a futuro se encontrará contratada a productores de energía renovable nacionales.

En el proceso de planificación de la demanda eléctrica se busca precisamente realizar la programación de la cantidad y tipo de subastas que deben realizarse a futuro de forma que se garantice bajo este mecanismo la cantidad necesaria de contratos multilaterales que permitan garantizar la satisfacción de la demanda eléctrica nacional y con la composición en energías renovables que es óptimamente mejor desde el punto de vista del modelo energético nacional.

La regulación se realiza en dos modalidades importantes, una opera en el mercado eléctrico mayoris-

ta, en ese espacio, el regulador define para cada subasta y según el tipo de fuente energética y escala de producción esperado en las ofertas de la subasta, una banda de precio o filtro regulatorio, el precio mínimo de este filtro establece los costos asociados al desarrollo nacional de este tipo de fuentes de energía y en esa escala, bajo condiciones nacionales, que incluye no solo costos locales como los impuestos, sino también aquellos otros costos a veces no tan visibles como los costos ambientales. El precio tope refleja el costo razonable esperado a la actividad más la rentabilidad económica esperable a desarrollo y exposición de riesgo asociados a ese tipo de actividad. Las ofertas de producción de energía establecidas en la subasta serán válidas en la medida que pasen por el filtro regulatorio de la subasta; en otras palabras, los precios de oferta de la energía esperables en la subasta, serán aquellos esperados desde el punto de vista de la regulación y que se encuentran dentro de la banda de precios de regulación.

La otra modalidad de regulación en el mercado mayorista consiste en la administración de régimen de competencia, el regulador posee los instrumentos sancionatorios y de ley que le permitirían detectar prácticas anticompetitivas de parte de algún operador y corregirlas. De esta forma, se garantiza, que aquellos aspectos que atenten contra el desempeño de la competencia queden regulados y bajo este sistema puedan corregirse. Por último, el regulador aplica la fijación directa de los precios (tarifas) a los servicios públicos de transmisión, distribución y servicio públicos de electricidad a nivel de consumidor final de la electricidad.

Por medio del Plan de Satisfacción de la Demanda Eléctrica Nacional se planifica su satisfacción de la demanda eléctrica nacional, para lo que se deberá recibir la información de la demanda eléctrica de cada uno de las empresas distribuidoras eléctricas y grandes consumidores y, además, bajo una metodología aprobada por el regulador estimar el crecimiento de la demanda futura. Esta estimación de la demanda futura deberá incluir los procesos de electrificación de los medios de transporte que se identifiquen como parte de programas o proyectos en esta materia se tengan. Una vez calculados los escenarios de demanda eléctrica futura, se establece cual es la programación de subastas por tipo fuente de energía y escala de producción que, una vez ejecutadas, garanticen la existencia suficiente de producción de energía eléctrica que bajo contratos eléctricos multilaterales garantice la satisfacción de la demanda eléctrica nacional y cumpla con la composición energética óptima que se requiere en la sociedad a futuro. El proceso de subastas es sumamente flexible, por lo que permite realizar los ajustes necesarios al Plan de Satisfacción de la Demanda Eléctrica Nacional. Bajo condiciones declaradas de emergencia nacional, dentro de las que se

encuentra la insuficiencia de producción de energía para satisfacer la demanda eléctrica nacional, la AAM podrá realizar procesos de subastas para suplir con contratos multilaterales la demanda faltante e incluso realizar contratación directa si fuera justificado.

Las transacciones del mercado mayorista eléctrico se organizan en tres tipos: las transacciones multilaterales, las transacciones bilaterales y las transacciones de ocasión. Las multilaterales tienen como medio fundamental de materialización el contrato eléctrico de largo plazo, que es normalizado y varía según el tipo de fuente energética o escala de producción de que se trate. Para acceder a este tipo de contrato, la parte que produce o vende requiere participar en competencia en un proceso de subasta, donde competirá con su oferta precio y cantidad con otros proveedores del mismo tipo de energía y de escalas de producción similares. Una vez ganada exitosamente su posición en el proceso de subasta, el precio y cantidad asignado bajo el filtro regulatorio, se integra al contrato normalizado multilateral eléctrico, que ya era conocido previamente por los participantes en la subasta. Este contrato se firma entre la parte productora y las partes compradoras, que corresponden a las empresas de distribución eléctrica. Dando como resultado un conjunto de contratos eléctricos entre el productor y cada una de las empresas distribuidoras, y donde en cada uno de ellos la diferencia por el porcentaje de la generación que se asigna a la empresa distribuidora, ese porcentaje de la generación se asigna como el porcentaje de participación de demanda eléctrica de la empresa de distribución en la demanda nacional eléctrica. Los contratos multilaterales eléctricos son administrados y optimizados en sus faltantes o sobrantes por la AAM.

Las transacciones bilaterales se realizan entre un gran consumidor eléctrico y una empresa de generación eléctrica, son de libre negociación y están sujetas a la prioridad de satisfacción primero de los contratos multilaterales. Requieren de su aprobación de contrato por parte de la AAM y del pago de los servicios de transmisión o distribución, así como de cualquier otro servicio complementario eléctrico del mercado que se requiera para lograr consolidar en términos de calidad, seguridad y continuidad esta transacción.

Finalmente, existe el tipo de transacción de ocasión, que permite manejar las cantidades extracontractuales de los contratos eléctricos que provengan de transacciones multilaterales o bilaterales. O los desbalances contractuales (faltantes o sobrantes de los contratos eléctricos). De forma que se pueda optimizar en todo momento al menor costos posible la satisfacción de la demanda eléctrica nacional. Los desbalances contractuales ocurren porque el comportamiento de la realidad se distancia del ideal establecido o prefijado en la letra de los contratos, por lo que siempre exis-

tirán diferencias entre la cantidad acordada en los contratos y lo que físicamente se realiza en la realidad, diferencias que pueden ser adicionales de cantidades no demandas (sobrantes) o demandas no satisfechas parcial o totalmente (déficit). Por otro lado, los excedentes extracontractuales corresponden a capacidades de producción que no tienen una obligación de contrato asociada.

El desarrollo de proyectos de generación eléctrica es un aspecto esencial en orden de garantizar la satisfacción de la demanda eléctrica en términos de calidad, seguridad, confiabilidad y continuidad. Esta generación, para que se realice en términos precisos de tiempo e inversión y en los aspectos que el modelo energético de nuestra sociedad requiere, debe de realizarse como una prioridad del Estado, por lo que no está sujeta a límites de producción o limitaciones de desarrollo geográfico, excluyendo las que por el modelo de ordenamiento del territorio nacional se indiquen. El desarrollador puede desarrollar proyectos para el aprovechamiento de cualquier fuente energética autóctona o nacional, sea hidroeléctrica, geotérmica, eólica, solar o biomásica, o cualquier otra que la tecnología permita. El desarrollador debe iniciar o formalizar su proceso de desarrollo inscribiendo su proyecto, para obtener un título habilitante que se llama *título de prioridad de desarrollo eléctrico*; con el mismo ente desarrollador se garantiza que no tendrá conflictos en el diseño de sus proyectos con otros desarrolladores. La posesión del título lo obliga también a realizar estudios que le permitan determinar la factibilidad del proyecto y de esta forma tener un tiempo razonable para el desarrollo de los estudios necesarios de preinversión que se requieran y así pasar de la etapa de planificación a la etapa de ejecución; financiamiento, diseño y construcción. Una vez tenga el desarrollador la factibilidad de proyecto, deberá ofertar en forma obligatoria la producción de su proyecto al mercado nacional. Si en un horizonte de un año a futuro, se encuentra una subasta planificada que incluye el tipo de proyecto que se encuentra desarrollando, no podrá realizar ninguna oferta de exportación, y existen dos posibilidades en este escenario: la oferta que hace en la subasta es válida (pasa el filtro regulatorio) y es aceptada -entonces procederá a firmar un contrato multilateral en orden a contribuir con su producción a la demanda eléctrica nacional-; pero si su oferta es rechazada, luego de haber pasado por el examen de competitividad del ente regulador y el examen de seguridad energética aplicado por la AAM, ese productor podrá vender sus excedentes extracontractuales en el mercado eléctrico centroamericano. También su contrato regional de exportación estará sometido a su terminación en caso de que en el futuro de mediano plazo se tenga una subasta del tipo al que el proyecto pertenece; en otras palabras, todas las exportaciones sean de corto o largo plazo deben

otorgarle prioridad a la satisfacción de la demanda nacional eléctrica.

Las empresas de transmisión y distribución en lo tocante al manejo de transporte de energía y el uso de sus redes, estarán sujetas a un modelo específico de regulación. Para el caso de las empresas de transmisión, tienen la obligación de planificar las redes atendiendo al crecimiento de la demanda y de la generación prevista por los contratos multilaterales eléctricos, para el caso de las empresas de distribución deberán planificar su crecimiento según la demanda incluyendo aquellos casos donde no es rentable económicamente construir redes. Sus ingresos se encontrarán en función de las tarifas de transmisión o distribución según sea el caso. Y tendrán la obligación de garantizar el libre acceso al uso de las redes de los operadores de mercado, aunque cobrando los costos que corresponda según el caso de ese acceso. También están obligadas las empresas de distribución principalmente a desarrollar sistemas de redes inteligentes que permitan el uso de la red eléctrica como vehículo recolector de la energía que proviene de la generación distribuida o proyectos de eficiencia energética, por ejemplo; por lo que deberán establecer un plan que esté acorde con los objetivos planteados en este tema por el Plan Nacional de Energía.

Las empresas de distribución bajo este proyecto de ley deberán separar contable y administrativamente sus actividades de distribución y generación. Dependiendo de la escala o tamaño de la demanda de las empresas de distribución, éstas tendrán dos formas de desarrollo de proyectos de generación. Una que consiste en utilizar todos los derechos y obligaciones que se asignan a un generador o productor en las transacciones multilaterales o mercado eléctrico centroamericano. La otra, más restringida a su tamaño de la demanda eléctrica en comparación con la demanda nacional eléctrica, donde puede desarrollar la generación por la vía del autoconsumo energético.

El gran consumidor tiene la posibilidad de resolver sus necesidades energéticas de forma rápida y flexible, para ello puede realizar transacciones de mercado, llamadas contratos bilaterales. Dado que el gran consumidor le asigna un valor relativamente alto económico en sus procesos productivos al consumo de energía eléctrica, su demanda eléctrica tiene importancia estratégica no solo en cuanto a las características técnicas del servicio eléctrico sino también en cuanto a los costos, ya que la energía eléctrica es un insumo competitivo de especial relevancia. Es por este motivo que el consumo eléctrico que provenga de este grupo no solo tiene la posibilidad de satisfacerse por mecanismos generales y centralizados, como las transacciones multilaterales, sino que también pueda realizarse a criterio de este gran consumidor, por medio de su accionar directo en la negociación de contratos bilaterales eléctricos. Donde puede encontrar

soluciones energéticas que le permitan optimizar sus costos de producción en su organización. Para ellos deberá respetar la prioridad de satisfacción de los contratos multilaterales y además pagar todos aquellos servicios que son necesarios para garantizar que seguirá recibiendo el servicio eléctrico en las condiciones de seguridad, confiabilidad, continuidad y calidad que se requiere. Desde el punto de vista del proyecto de ley, el gran consumidor seguirá siendo cliente del servicio eléctrico de las empresas de distribución eléctrica. Sea en la etapa de transición de la ley como en la etapa de ejecución del mercado mayorista eléctrico, la figura del gran consumidor podrá participar de los contratos bilaterales, en la medida de que la ecuación económico-financiera de los contratos eléctricos que los suple bajo transacciones multilaterales no se vea deteriorada.

Las transacciones, de tipo de contratos eléctricos o de ocasión del Meac, podrán realizarse a nivel nacional en la medida que pasen por el examen de seguridad energética, que es una prueba que realiza la AAM para verificar que la transacción en cuestión no representa un problema a la seguridad de satisfacción de la demanda eléctrica nacional. De igual forma, los faltantes o sobrantes del sistema eléctrico nacional pueden ser demandados u ofrecidos a nivel del Meac, bajo los mismos criterios esbozados de seguridad energética. Por ejemplo, la AAM administrará los “desbalances” contractuales de los contratos multilaterales eléctricos, de forma que buscará balancearlos a nivel nacional, pero luego, también con los mecanismos del Meac. Las empresas generadoras, empresas de distribución en su actividad de generación y empresas de comercialización y grandes consumidores, podrán participar en el Meac. Las empresas de distribución en su actividad de distribución participan en el Meac y en sus desbalances contractuales que provengan de los contratos multilaterales, por intermedio de la AAM, ente administrador comercial y de mercado de estos contratos eléctricos.

El proyecto de ley establece los incentivos, así como los mecanismos para que las figuras de desarrollo de la energía a nivel de sistemas de distribución eléctrica, puedan desarrollarse en forma creciente y segura jurídicamente. Estas figuras son: la generación eléctrica distribuida, el autoconsumo energético, la eficiencia energética, la comercialización de energía eléctrica como combustible, y la generación y el almacenamiento de energía por medio del hidrógeno. Todas estas figuras se encuentran fuertemente apoyadas por el avance tecnológico, sus tendencias más probables y la evolución de la industria energética mundial, donde tienen cada vez más rol protagónico las tecnologías emergentes basadas en la industria informática, electrónica, eléctrica, telecomunicaciones y energética. Y donde se da la aparición de nuevas industrias con productos y servicios de valor supe-

rior para la sociedad basados en la convergencia de las innovaciones en estas industrias ya establecidas.

El proyecto de ley establece incentivos fiscales para todo tipo de tecnología, equipos de medición o control, o maquinaria que se requiere para este tipo de actividades. También prevé que en el caso donde exista una transacción entre la empresa distribuidora eléctrica dueña de la red de distribución y este tipo de actividades realizadas por personas físicas o jurídicas, deberá basarse esta transacción en contratos eléctricos normalizados diseñados por la AAM y en tarifas eléctricas específicamente diseñadas por la AAM y aprobadas por el ente regulador. También se exige un nivel de involucramiento de las empresas de distribución eléctrica para el apoyo y desarrollo de estos esquemas en sus redes de concesión eléctrica de distribución y en el desarrollo de redes inteligentes.

Los títulos habilitantes que se trabajan en el proyecto de ley son los siguientes: El título de prioridad de

desarrollo eléctrico que tiene relación con la actividad de preinversión o planificación de proyecto; y que tiene como fines la protección de la preinversión que se realiza en un desarrollo de proyecto, así como la obligación de desarrollar en forma continua y tiempo razonable un proyecto. La concesión de uso y explotación de la fuerza hidráulica, que tiene que ver con el derecho de uso de un bien demanial del Estado. Y las concesiones de servicio público de transmisión eléctrica y distribución eléctrica, que establece los derechos y obligaciones de servicio público de las empresas dedicadas al desarrollo y operación de redes eléctricas. El proyecto de ley establece la posibilidad de integrar todos los trámites de sector público en una sola ventanilla que permita, desde el punto de vista del administrado, la simplificación de sus gestiones ante entes y oficinas públicas, y obtener un solo título habilitante que integre todos los demás que se requieren, así como permisos o autorizaciones relacionados.



Planta Eólica Guayabo de Bagaces, Costa Rica

Alfredo Huerta

Necesidad de un mercado de electricidad mayorista en competencia

MARIO ALVARADO

Costa Rica enfrenta un importante desafío en el sector eléctrico que requiere un cambio de paradigma en la estructura que tradicionalmente ha impulsado este sector. Los modelos de monopolio de hecho y de comprador único han demostrado sus limitaciones y rigideces para atender la demanda, por lo que se requiere el establecimiento de un mercado mayorista en competencia que aliente las inversiones y que permita al usuario final derivar las ventajas de este ajuste.

La situación actual del sistema eléctrico nacional puede ser descrita a través de la composición de sus segmentos. En el de generación el Instituto Costarricense de Electricidad (Ice) es propietario aproximadamente de un 80 % de la capacidad instalada, el sector privado de un 15 % (entre las plantas de los capítulos 1 y 2 de la ley 7.200), vendiendo esta energía al Ice, y las distribuidoras poseen el 5 % restante. La transmisión pertenece 100 % al Ice. La distribución tiene un 80 % de clientes con el Grupo Ice y un 20 % de clientes con otras distribuidoras (municipales y cooperativas). Es fácil deducir la existencia de un actor dominante.

También se puede describir el sistema eléctrico nacional por la composición de sus recursos. Para el año 2008, en capacidad instalada se tiene una composición de 75 % renovable y 25 % térmica, mientras que la generación muestra un 92 % renovable y un 8 % térmico. Es también sencillo deducir la vocación del sistema eléctrico costarricense por los recursos renovables.

A diciembre de 2008 la potencia instalada en el sistema, incluyendo las plantas térmicas de emergencia, alcanzó la suma de 2.450 MW. Históricamente el sistema eléctrico nacional ha tenido un crecimiento vegetativo de entre un 5,5 % y un 6 % de la demanda anual. Solo este aspecto establece un desafío de capacidad por instalar del orden de los 2.000 MW en los próximos 10 años, con un nivel de inversión superior a los \$700 millones por año. Esto deja al menos dos variables retadoras: nivel de inversión y tiempo de ejecución, que contrastan con los costos y plazos de los últimos proyectos renovables del Grupo Ice: El Encanto con 8,5 MW instalados y un costo, según la prensa, de \$36 millones (aproximadamente \$4.250/kW), y Pirris con 134 MW instalados y un

costo, según la prensa, de \$500 millones (aproximadamente \$3.750/kW).

La labor del Ice sigue siendo fundamental en el sistema eléctrico nacional, y por eso ha sido importante el apoyo que ha recibido por medio de la *Ley de fortalecimiento y modernización de las entidades públicas del sector de telecomunicaciones* (No. 8.660). De esta forma el Ice podría materializar hasta un 50 % del desafío descrito en el párrafo anterior.

También hay que reconocer una serie de compromisos que el país ha adquirido en el campo ambiental e internacional, que a su vez presionan la oferta eléctrica, primordialmente en el área de los recursos renovables. Las políticas públicas de Paz con la Naturaleza, Carbono Neutral y producción eléctrica 100 % con recursos renovables para el año 2021 han puesto a nuestro país en el mapa mundial de defensa ambiental y uso de los recursos autóctonos.

En términos generales, es necesario “descarbonizar” nuestra matriz energética reduciendo el consumo de hidrocarburos, especialmente en los segmentos de transporte público y de carga. También se requiere la promoción del transporte privado de tipo híbrido y/o eléctrico, así como un proceso de reconversión industrial para reducir el uso de los derivados del petróleo.

La consecuencia es, en términos generales, un aumento (algunos puntos) en la demanda eléctrica y una mayor presión sobre la oferta, particularmente en las variables antes mencionadas, nivel de inversión y tiempo de ejecución.

Esta década ha dejado como enseñanza que los modelos sobre los que se ha sustentado el sistema eléctrico nacional no han podido atender la demanda como lo requiere el usuario final de electricidad, teniendo como resultado un sistema subinstalado, apagones y racionamiento a mediados de la década, soluciones de emergencia para evitar mayor racionamiento, incremento en los costos del servicio y un aumento en la instalación de plantas térmicas.

El modelo de monopolio de hecho en generación, que fue exitoso en el siglo pasado, ha demostrado sus restricciones y su rigidez. El modelo de comprador único, con unos 20 años de existencia, ha resultado ser muy limitado para agregar oferta, logrando unos 500 MW en ese período. Con el desafío que actualmente experimenta el sistema eléctrico nacional es difícil creer que el usuario final de electricidad tendrá

El autor es presidente ejecutivo de la Asociación Costarricense de Productores de Energía (alyvisa@acope.com).

asegurado su consumo repitiendo los patrones de adición de capacidad al sistema.

Para lograr los niveles de inversión en los tiempos de ejecución que demanda el sistema eléctrico nacional es necesario lograr la participación de la empresa privada, acompañada de una política pública que privilegie el uso de los recursos renovables en la generación eléctrica. Se necesita un marco normativo claro que le permita al sector empresarial sopesar los riesgos de la actividad, así como reglas estables que permitan tomar decisiones en el largo plazo, requisito inherente a los desarrollos de energía renovable.

Es fundamental discutir y aprobar una estructura legal que permita el funcionamiento de un mercado eléctrico mayorista en competencia que tenga como objetivo fundamental la satisfacción del usuario eléctrico y no una institución particular o un sector de actividades. El mercado permitirá la participación de actores en competencia dentro del segmento de generación, produciendo la energía requerida por las distribuidoras y los grandes consumidores, y dirimiendo las diferencias de la demanda (por exceso o por defecto) en el mercado de ocasión. Igualmente, la sobreoferta o el sobreequipamiento que pudiera requerir el funcionamiento de este mercado puede transferirse al mercado regional centroamericano vía exportación de excedentes.

Actualmente, existe en la corriente legislativa un proyecto de ley presentado por el Poder Ejecutivo que propone esta tesis, y que abre el debate en la Asamblea sobre esta materia. En forma resumida la propuesta plantea lo siguiente:

- Establece una serie de principios (equidad, menor riesgo de generación, transparencia, eficiencia, etc.) para el sector eléctrico.
- Pretende resolver la provisión de electricidad por medios competitivos, sostenibles y regulados, desarrollando un mercado mayorista en competencia.
- Crea varias entidades e instituciones que no existen actualmente como: la Autoridad Administradora del Mercado, la Superintendencia de Energía y el Centro de Control Nacional.
- Permite el desarrollo de figuras de generación distribuida eléctrica, basadas en energías renovables.
- Crea el espacio para participar en el mercado regional con excedentes extracontractuales.
- Establece un sistema de derechos de prioridad de desarrollo eléctrico.
- Desarrolla un sistema de universalidad y solidaridad (Fondo Nacional de Electricidad).
- Preserva las actuales condiciones contractuales de hecho o derecho que existen en el subsector electricidad.
- Centraliza, bajo un mecanismo público de subasta, los procesos de contratación que se realizan tradi-

cionalmente en forma separada por empresas distribuidoras.

- Agrega la figura del gran consumidor a las de generador, transmisor, comercializador y distribuidor.

Esta propuesta del Ejecutivo, que requerirá la discusión del tema por parte de los diversos actores del sistema eléctrico nacional, plantea la integración de un sector eléctrico regulado por una serie de normas muchas veces inconexas (como la 7.200, la de cooperativas y empresas municipales, uso racional de la energía, autoridad reguladora, el Ice, el mercado centroamericano y otras), y procura resolver en el largo plazo el tema de la demanda eléctrica.

Todos estos factores necesitan análisis y valoración por parte de los actores involucrados, así como el diseño de una transición gradual de la situación actual a la de mercado mayorista. Lo importante es que las necesidades del sistema eléctrico nacional ya tienen una propuesta que, con discusión y ajuste, representa una vía de solución a uno de los grandes problemas nacionales. Mientras tanto, y como parte de la transición, es necesario aprovechar los espacios de participación del sector privado que establece la ley 7.200, así como el aporte que otros actores como empresas municipales y cooperativas de electrificación rural puedan desarrollar y ofrecer a la red nacional.

El primer capítulo de la ley 7.200 actualmente permite un espacio cercano a los 160 MW para contratar plantas de hasta 20 MW. El segundo capítulo de dicha ley tiene un espacio cercano a los 50 MW, que podría significar un bloque de esa potencia de una planta que construya y opere la empresa privada, trasladándola al Ice al final del contrato.

Es fundamental, además de las condiciones de seguridad jurídica para efectuar inversiones, una señal tarifaria que permita los desarrollos de energía renovable. Como se ha indicado antes, los últimos proyectos del Grupo Ice han tenido costos de instalación (según la prensa) de \$4.250/kW en un caso y de \$3.750/kW en otro, sin una ventaja significativa derivada de las potenciales economías de escala debido al tamaño del proyecto. La actual crisis económica nacional e internacional, si algo ha tenido de positivo es que le ha dado un respiro al sector eléctrico, disminuyendo coyunturalmente el crecimiento de la demanda. Se tiene así un período de tiempo valioso para establecer las reformas y las normas que permitan la aprobación e implementación de un mercado eléctrico mayorista en competencia. Si no se logran estos objetivos el usuario final de la energía se verá enfrentado a una presencia de energía térmica mayor, con sus corolarios de costos, emisiones, dependencia y riesgo de abastecimiento. Esas consecuencias son totalmente contrarias al espíritu de desarrollo basado en energías renovables y a las políticas públicas que impulsa Costa Rica en los ámbitos energético y ambiental.

Perspectivas eléctricas: certezas e incertidumbres

JUAN MARÍA GONZÁLEZ

Costa Rica ha entrado en un periodo de importantes transformaciones, en los últimos años, asociadas a la apertura a nuevos aires comerciales del exterior, incluida la competencia de los servicios. Nuevas leyes, nuevos roles, nuevas tecnologías y demandas, así como nuevos modos y nuevos actores están cambiando en profundidad la sociedad costarricense, su comportamiento y sus progresivas exigencias de calidad y cantidad.

El ámbito de la generación y de los servicios de suministro de electricidad no es ajeno a ello, espoleado además por los vaivenes de los mercados mundiales de la energía y por las nuevas demandas vinculadas al cambio climático.

La crisis económica pareciera haber dado un respiro a los planificadores del crecimiento a corto plazo en este año 2009, con una significativa caída en las cifras de consumo y demanda eléctrica, pero la perspectiva del inicio de la recuperación vuelve a dar carácter de urgencia a la inversión en el sistema eléctrico nacional, cuya capacidad permanece peligrosamente ajustada a la demanda y todo indica que así continuará en los próximos años bajo los planes actuales.

Contar con abundante disponibilidad de buena electricidad en todo el territorio nacional será un elemento clave en los próximos años para el desarrollo productivo y para la atracción de inversiones, pero también para que el desarrollo sea equitativo en sus facetas de esfuerzo y de beneficio. Entretanto, incertidumbres de diferente naturaleza, desde la hidraulicidad de una estación hasta la evolución de precios del petróleo, pasando por la recuperación económica nuestra y de nuestros vecinos, nos acompañan y nos complican la toma de decisiones, especialmente en el corto plazo.

En pocos años, en efecto, la capacidad del sistema deberá ser duplicada, lo que representa un doble reto: el financiero, dada la envergadura de la inversión necesaria, y el ambiental, dados los previsibles requisitos que se derivarán de la Cumbre de Copenhague en materia de energías renovables y huella de carbono. Un desafiante ingrediente añadido será el de la independencia energética ante la previsible reducción de la disponibilidad de combustibles fósiles, compo-

nente de carácter geopolítico que permanece agazapado detrás de cualquier aproximación seria a un plazo cada vez más corto.

Los sectores productivos consumidores van a requerir más y mejor electricidad, a un precio adecuado y con origen renovable en su abrumadora mayoría. Esta última característica se tornará en determinante de la nueva inversión extranjera. Pero hace falta mucho más en el orden de la gestión del sistema nacional de electricidad. Hace falta que los días productivos costarricenses tengan 24 horas y no 19, como hoy sucede afectando negativa e irracionalmente la capacidad productiva. Hace falta que cada palo aguante su vela; es decir, que cada consumidor pague por los verdaderos costos asociados a su consumo y demanda en su nivel de tensión, es decir, por el servicio que realmente contrata y recibe. Por lo tanto, se requiere que cualquier subsidio sea no solo transparente en su definición sino en su aplicación, incluida la evaluación de la efectividad e impactos asociados. Hace falta impulsar vigorosamente una cultura de ahorro y eficiencia energética entre productores, distribuidores y consumidores, solo posible cuando se paga por el verdadero valor de la energía, lo que se puede lograr por la vía de los medidores electrónicos y las tarifas horarias diferenciadas en todos los sectores sin exclusión. Hace falta estimular el desarrollo de biocombustibles y el uso de bagazo para generación eléctrica. Hace falta que se reconozcan las contribuciones a los picos de demanda que obligan a sobredimensionar el sistema nacional. Hace falta ordenar el crecimiento periférico del sistema y la transmisión y distribución que lo acompañan, dada la más que probable reubicación de empresas actuales y nuevas hacia áreas de menor desarrollo en el país. Hace falta cambiar paradigmas de servicio al costo para que no se entienda como al costo de cualquier ineficiencia. Hace falta asegurar que cualquier equipo que se conecta al sistema haya sido previamente homologado, es decir, que responda a requisitos técnicos de eficiencia y de compatibilidad que eviten inducir problemas en la red.

Pero también hacen falta novedosas figuras de contratación dentro y fuera del país, incluida la posibilidad de consolidación de demandas de consumidores que negocian en bloque. Hace falta libertad de contratación, con todos los parámetros de información que ello exige, incluida la importación y expor-

El autor, ingeniero, es presidente de la Cámara de Industrias de Costa Rica.



Tanque de lodos para perforación de pozos para el Proyecto Geotérmico Las Pailas, Rincón de la Vieja, Guanacaste

Alfredo Huerta

tación de electricidad por parte de actores consumidores y generadores del sector privado, con adecuados instrumentos de compra y venta previendo diferentes modalidades en el mercado. En ese sentido, la red del Siepac no solo aportará robustez al sistema nacional y al centroamericano, sino también permitirá el trasiego y el mejor aprovechamiento de capacidades y oportunidades y contribuirá a mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados y sistemas eléctricos.

Y, en otro plano, surgen nuevas necesidades de regulación, con modelos modernos mejor diseñados para el establecimiento de tarifas, modelos que emulen la competencia y estimulen la mejora. Pero también necesidades de establecimiento de políticas y de planificación nacional desde un rol de verdadera rectoría ligada a las autoridades de gobierno y no a una institución; así como la instrumentación de esas políticas a través de los actores del sistema y del mercado eléctrico.

En esta coyuntura debemos mirar hacia delante, reconociendo nuestras fortalezas y nuestras debilidades, así como las condiciones que nos impone el haber elegido construir una sociedad equitativa y haber optado por un desarrollo sostenible. Mucho del futuro está al alcance de nuestra mirada hoy, apenas esperando las condiciones que lo hagan posible.

Imaginemos un futuro en el que un equipo eléctrico, incluido un electrodoméstico, selecciona y contrata automáticamente, por sí mismo y sin intervención humana, cierta cantidad o paquete de electricidad para determinada operación, sopesando características de precio, de calidad, de renovabilidad de su origen o de su huella de carbono. Imaginemos un futuro de vehículos de transporte eléctricos que se cargan en la noche, contribuyendo al mejor aprovechamiento del sistema eléctrico a la vez que a la reducción de gases de efecto invernadero. Imaginemos el aprovechamiento de energías disponibles -como las oceánicas- aún no explotadas. Imaginemos un futuro en el que buena parte de los nuevos productos y nuevas tecnologías son de origen costarricense. Asomémonos al futuro y facilitemos su llegada.

Leyes marco en materia energética son urgentemente requeridas; leyes que reordenen roles, fortalezcan instituciones y fomenten la inversión privada en paralelo a la pública de modo particular en energías renovables; leyes que nos acerquen rápidamente ese futuro al día de hoy. Nuestro país pareciera bendecido por la Providencia con nuestra ubicación y potencial diverso, pero aprovecharlo en la construcción de nuestro futuro requiere cambios jurídicos importantes que no se pueden posponer.

Modernización o mercado: viejo debate en el sector eléctrico costarricense

LEINER VARGAS

Las nuevas propuestas de *Ley general de electricidad* y *Ley de fortalecimiento y modernización de las entidades públicas del sector electricidad* son, junto con la reforma a la *Ley de aguas*, que se encuentra en la página 45 del proyecto de *Ley general de electricidad*, un nuevo *combo eléctrico*. Luego de leer el preámbulo, la justificación y el articulado de los proyectos puedo concluir que el enfoque de los proyectos, a como han sido redactados, no concuerda con los objetivos ni, mucho menos, con las aspiraciones del sector energía que se plantean en los preámbulos y las justificaciones.

La tesis central que se pone en debate por parte del autor es que la modernización del sector eléctrico pasa por una reforma institucional profunda. Dicha reforma institucional debe partir de procesos de aprendizaje institucional y del desarrollo de nuevos instrumentos de intervención, así como de la incorporación de forma democrática de nuevos intereses y actores (Hvelplund 1999).

Se requiere de nuevos acuerdos colectivos y de la articulación de esfuerzos que permitan mejorar la eficiencia y la eficacia de las políticas públicas en el campo de la energía. Nuevos temas como el ambiente, la participación local y la planificación del sector en un entorno de mercado regional más competitivo, integran nuevas áreas de trabajo, en un medio global de profundos cambios donde la institución mercado se vuelve central para la asignación de los recursos y la generación de incentivos para los actores participantes.

La estructura de mercado actual se caracteriza por ser un oligopolio regulado en generación, un monopolio en transmisión y despacho y un oligopolio regionalmente distribuido en las áreas de distribución y comercialización con franquicias únicas. Todo el sector se encuentra bajo un esquema de supervisión público y tanto los precios de compra, como los de venta se encuentran regulados por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (Aresep). El esfuerzo regulatorio se concentra en una estructura de costo medio para el Instituto Costarricense de Electricidad (Ice) y el cálculo de algunos costos marginales para el caso de las empresas nuevas de generación y de tarifas

o peajes de transmisión y distribución. La planificación del sector es centralizada y se realiza con programas de expansión obligatorios basados en modelos de costos que optimizan el potencial existente, dadas las restricciones técnicas y financieras del Ice.

Los agentes no operan en competencia, sino que en el caso de los generadores privados se firman contratos que garantizan la compra mediante modalidades de *compra, opere y traslade*, con precios basados en la regla de costo marginal de largo plazo del Ice, actualizables de acuerdo con las condiciones del momento y realizándose una vez llegado al final el período contractual, como en el caso de los proyectos que operaron con la ley 7.200 y sus reformas; todo lo anterior a partir de las definiciones del ente regulador Aresep. Existen algunas diferencias en los regímenes tarifarios y entre las empresas según el año de ingreso de operación; sin embargo, la mayoría de los nuevos contratos preservan la característica de ser flexibles en cuanto a contratación y precio de la energía.

Si bien es cierto que este tipo de regulación ha permitido mantener un nivel adecuado de inversiones en el sector, existe una clara inconsistencia en términos del tratamiento de los actores. Dado el componente alto de generación hidroeléctrica, el sistema lleva a costos relativamente bajos en el ámbito de generación promedio, lo que permite mantener tarifas diferenciadas por fuentes según los intereses y objetivos existentes.

En relación con el esquema de precios para distribuidoras se requiere una revisión sustancial del mercado en aquellos casos donde existe integración vertical, es decir, empresas distribuidoras que generan electricidad. A pesar de estar regulado a un nivel no mayor al 30 por ciento de sus ventas, este esquema genera desventajas para los consumidores, que no observan transparentemente cómo las inversiones de las compañías distribuidoras se traducen en mejoras en calidad y precio de la energía recibida. De igual forma operan incentivos perversos cuando la política de ahorro y de venta la realiza un mismo actor.

En lo que respecta a los derechos de propiedad, los principales aspectos están ligados con los derechos de agua para la generación hidroeléctrica y los derechos de paso para las líneas de transmisión, desde el proyecto hasta las unidades de transmisión del Ice o subestaciones. Hasta la creación de la Aresep, el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) era el encargado de

El autor, economista, es profesor e investigador en la Universidad Nacional (lvargas@una.ac.cr).

otorgar los permisos de aguas, de acuerdo con una legislación con enormes lagunas legales. Posteriormente, con la creación de la Aresep, la función pasó a manos del Ministerio de Ambiente y Energía (Minaet), en lo referido al departamento de aguas.

Aunque existe bastante legislación sobre aguas y uso de cuencas, así como un apartado en la *Ley del ambiente* sobre pago de servicios ambientales, las características colectivas de los recursos han generado grandes conflictos y problemas fuertes con comunidades. De igual forma, se tiene conflictos importantes en materia de uso de cuencas y recursos geotérmicos en parques nacionales, reservas indígenas y lugares de conflictividad en materia de otros usos del recurso, como lo es el tema del turismo.

La claridad con que los actores puedan encontrar soluciones innovadoras a este tipo de conflictos existentes es esencial para un sano y equilibrado desarrollo del sector eléctrico. Es de esperar un período de amplio debate sobre el futuro energético, que involucre también el tema de la integración eléctrica regional. Lamentablemente se quisiera en el proyecto que el mercado costarricense se parezca a los mercados regionales, para evitar generar diferencias institucionales; sin embargo, dadas las ya existentes diferencias y la necesidad de proteger las condiciones de un desarrollo endógeno del sector, seguramente deberá generarse un marco legal muy diferente al planteado en los proyectos de ley en debate.

Son claras en la legislación de creación del Ice y de las empresas cooperativas y municipales su función de promotoras del desarrollo y su interés por mantener el acceso al servicio y garantizar una mayor equidad y disponibilidad de energía en condiciones apropiadas de calidad. La naturaleza pública del servicio ha venido perdiendo sentido al menos en lo relacionado a mantener el derecho a disponer del recurso por parte de los grupos de más bajos ingresos. Se ha cuestionado en varias ocasiones el subsidio cruzado entre sectores de consumo y entre empresas distribuidoras.

La forma como se determinan los objetivos adicionales en materia de ambiente, equidad, seguridad y sostenibilidad del servicio a largo plazo debe de estar definida mediante los mecanismos de participación de la sociedad civil y, en general, de los ciudadanos. La solución al problema no parece ser una privatización, entendida como el paso de los derechos de propiedad a pequeños grupos corporativos en la mayoría de los casos de interés transnacional. La solución es encontrar un mejor balance de participación de la sociedad civil en las decisiones de las empresas.

En este sentido, las perspectivas de integración eléctrica parecen mostrar signos similares de concentración de poder de mercado y escasa acción para la competencia efectiva. Las instancias regulatorias están sujetas a restricciones financieras y técnicas

importantes. En materia del mercado eléctrico regional, se observa en Centroamérica estrategias corporativas de grupos privados que tienden a dominar importantes segmentos del mercado energético a escala regional, lo que probablemente anticipe una estructura oligopólica en cuanto al mercado (Ecomap 2000).

El carácter público, entonces, no obedece a una necesidad económica, dado que los servicios pueden efectivamente darse a través de la iniciativa privada. Sin embargo, las externalidades existentes hacen del mercado sin regulación un mecanismo de alto riesgo en materia de eficiencia económica y protección ambiental. El desarrollo del sector energía durante los últimos 50 años ha estado centrado en una creciente estrategia de centralización y verticalidad en materia de toma de decisiones. Esto fue hasta cierto punto necesario para aprovechar las economías de escala en materia de interconexión eléctrica nacional y en el campo de distribución de combustibles. Sin embargo, la necesidad de replantearse dicha estrategia de centralización y verticalidad es hoy por hoy un reto importante en el sector.

Las nuevas formas de energía no convencionales, la conservación y uso eficiente de la energía y la promoción de fuentes pasivas en los campos de transporte, cocimiento, calefacción y ahorro, hacen de la descentralización un tema importante. La planificación local con participación de actores nuevos como comunidades, ambientalistas y propietarios locales de recursos, requiere de democratizar la toma de decisiones y descentralizar las actividades de planeamiento, ejecución y administración de los recursos.

El mercado, como otras instituciones presentes en el sistema económico, genera resultados buenos o malos acorde con la institucionalidad asociada. La situación existente en materia de derechos de propiedad, la existencia o no de reglas en materia de transparencia para manejar la información, las características de la normativa y regulación, así como su estilo, son elementos importantes.

La planificación por objetivos no debe sustituir al mercado, debe orientar su accionar para alcanzar metas en campos donde el libre de él no lo garantice. Creo que la modernidad pasa necesariamente por una reforma del mercado, pero el tipo de institucionalidad que lo sustente es vital para alcanzar el fin último de modernidad. El mercado bien orientado puede conducir hacia una idea de modernidad que permita equilibrar los objetivos económicos básicos de eficiencia y competencia con objetivos de equidad de acceso y sustentabilidad ambiental.

El despacho económico es una función fundamental en los nuevos esquemas de mercado orientados por la des-regulación y apertura del sector eléctrico. A pesar de lo anterior, existe un marcado desconocimiento acerca del impacto futuro de las reformas en áreas como el ambiente, la eficiencia económica y la

seguridad del sistema y, sobre todo, del impacto sobre la distribución del ingreso vía cambio en las tarifas y calidad del servicio.

Hasta la fecha, el despacho económico ha sido realizado por una unidad técnica dentro de la empresa líder y verticalmente integrada al Ice. La principal función de la unidad ha sido minimizar los costos del sistema, organizando la curva de carga de acuerdo con los recursos disponibles (unidades de producción existentes y sus distintas características técnicas), procurando en todo momento garantizar que la oferta existente se iguale a la demanda. A la fecha, dicha optimización se realiza considerando periodos picos dentro del día (de 10 a.m. a 1 p.m. y de 5 p.m. a 8 p.m.) y estaciones del año (época seca y época de lluvias). Dado que las compras del Ice a privados se realiza bajo contratos de energía, energía y potencia y bajo parámetros fijos establecidos, la mayoría de los proyectos son considerados como un complemento a la oferta del Ice, que se despacha de acuerdo con las características de eficiencia técnica y de valor máximo del agua de los embalses principales.

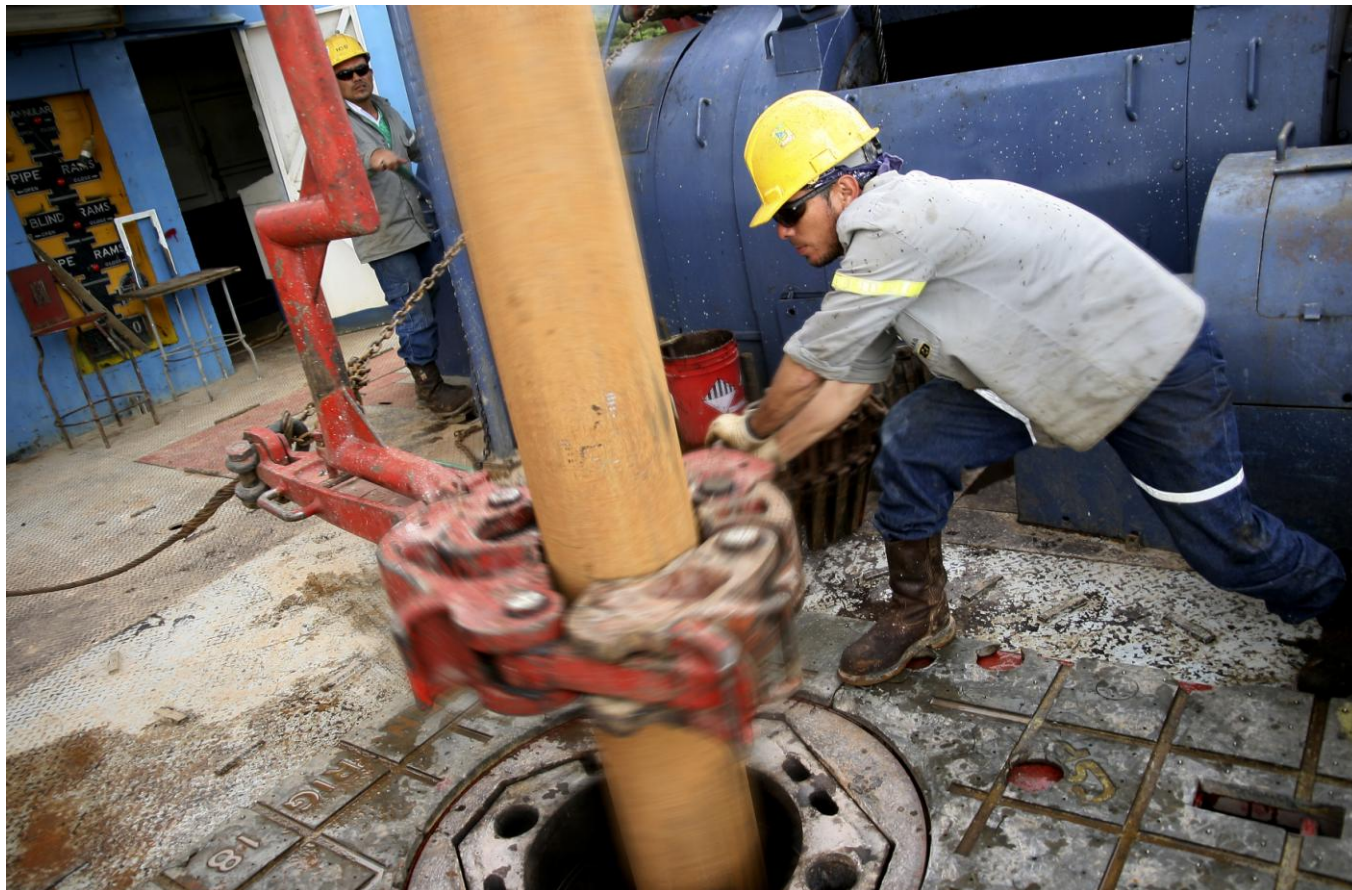
Dada la estructura de la curva de carga del sistema, se utiliza la energía renovable (hidroeléctrica y geotérmica) como la base para llenar la curva de demanda y se atiende la demanda en periodos pico con fuentes térmicas. Adicionalmente a la minimización

de costos de despacho, se agregan los criterios técnicos de estabilidad del sistema, servicios adicionales tales como, potencia activa y reactiva y otros requerimientos de consistencia regional y energía de soporte para fallas repentinas o inestabilidad provocada por el tipo de fuente de energía despachada.

A diferencia de la optimización basada de costo marginal de corto plazo que se utiliza en un sistema térmico, el despacho económico en un sistema mixto como el costarricense requiere de la combinación de factores de costo de hoy, adicionados a valores esperados del precio del agua en los embalses, los cuales dependen de una función futura de caudales.

De esta manera, la planificación del despacho y del uso de los embalses representa una función de optimización intertemporal sujeta a condiciones de incertidumbre. Siempre que las plantas que se adicionen al sistema y, como tal, a la lista de despacho, tengan un ordenamiento por costo mínimo y que se conozcan con cierta precisión los caudales esperados (pronosticados a partir de diversa información del pasado), se puede obtener un ordenamiento y despacho económico de plantas que minimiza los costos de operación del sistema.

Para garantizar que los riesgos de racionamiento son minimizados, el sistema eléctrico requiere mantener una capacidad instalada disponible superior a la



Colocación de la extensión de 12 m para la barrera de puntas de tungsteno dentro de la estructura del pozo. Proyecto Geotérmico Las Pailas, Rincón de la Vieja, Guanacaste

Alfredo Huerta

demanda máxima del sistema, de tal forma que se pueda atender situaciones inesperadas motivadas por múltiples problemas o riesgos dentro del sistema. En el caso actual, dicha capacidad es garantizada por el Ice, que da soporte al sistema dado su carácter de líder dentro de éste. Actualmente, todos estos costos son transferidos al sistema, al igual que el valor de la energía pagada por el Ice a los generadores privados, mediante un sistema tarifario regulado que reconoce como costos operativos esta etapa de despacho. Éste es un elemento que ha beneficiado a fuentes de energía que, como la eólica, presenta una calidad inferior en términos de estabilidad y soporte dentro del sistema.

La legislación establecida en las propuestas en cuestión plantea la separación económica de la función de despacho económico y real de las demás actividades del sistema. De tal forma que en la nueva estructura se crea la figura del comprador único, centro de despacho separado del Ice, separándose claramente la producción y la transmisión de las actividades de comercialización y distribución de la energía. La nueva institucionalidad le da al Minaet y a la Aresep nuevas funciones y convierte al Ice en un actor más, con iguales condiciones que los otros actores, dentro del sistema eléctrico.

En general, los costos de los contratos de compra de energía y potencia de mediano y corto plazos, así como los riesgos de los mismos y los costos operativos de la función de despacho, deberán ser traspasados a las compañías distribuidoras y, como tal, a los consumidores finales, proporcionalmente a sus compras de energía. El mercado de compra a los productores, incluyendo el generador líder -el Ice-, es un mercado abierto sin regulación de precios. Es decir, el despacho en adelante se realizaría de acuerdo con los precios de oferta de los generadores y no de acuerdo a los costos de las plantas como ha sido hasta la fecha. Por el otro lado, la venta a las distribuidoras será regulada y los precios estarán determinados mediante tarifas definidas por Aresep, cuyo monto deberá cubrir los costos de compra promedio de los servicios complementarios requeridos, así como todos los riesgos en que se incurra y sus márgenes de utilidad. En este sentido, solo una parte del monopsonio se abre a competencia, lo relacionado al mercado mayorista, que efectivamente define sus propias reglas de compra y venta, así como las características de sus contratos.

La función de monopolio natural de transmisión será brindada por el Ice y contará con tarifas reguladas que permitan cubrir los costos de mantenimiento y expansión requeridos. Las distribuidoras permanecen bajo un esquema de monopolios locales de distribución y comercialización, con la excepción de los grandes consumidores que podrán comprar energía directamente y utilizar las tarifas reguladas de trans-

misión y distribución como datos con libertad de acceso.

Éste es sin duda el principal riesgo de eficiencia a que se ve sometido el sistema, garantizar que el mercado de compras sea competitivo y transparente. Dado que de acuerdo con los cálculos actuales de las tarifas promedio del Ice los costos de generación representan aproximadamente el 40 por ciento de la tarifa recibida por el consumidor final, estaríamos en una parte jugosa del servicio eléctrico, es decir, el costo de la generación.

En Costa Rica, en términos porcentuales para los últimos años en promedio los costos de producción o generación están directamente asociados a las características del ciclo hídrico. Es claro que la tarifa en un sistema de despacho descentralizado será sujeta a las características que asuma el mercado, que tendrá, como es de prever, enormes incentivos para la colusión de los generadores. Estas características del precio de compra a los generadores determinarán al mismo tiempo los incentivos para la expansión futura del sector.

De acuerdo con la estructura de propiedad de la capacidad instalada, solamente el Ice presentaría características de líder con poder de mercado suficiente para fijar el precio en el mercado de contratos de venta de energía. Dado que la ley le brindaría mayor flexibilidad y funciones de optimización de ganancias, el Ice en generación podría convertirse en un riesgo de no controlarse la forma como se realizan las ventas del Ice al mercado regulado y al esquema de mayoristas. Si el Ice se comportara como un agente que minimiza costos en forma pasiva, es decir, no actúa bajo la lógica de empresa privada, tendremos que su liderazgo en precios motivará una señal hacia un despacho económico basado en costos de generación. Lo anterior es predecible y se mantendría hasta tanto ningún privado tenga poder de control sobre el sistema.

El margen de poder de mercado y de rentabilidad del Ice determinaría el precio, dado que el resto de los competidores se comportaría en la lógica de seguidores, algunos de los cuales obtendrán ventajas marginales de atender la demanda no satisfecha por el Ice. Estaríamos ante un sistema oligopólico de generación que, de actuar en forma no regulada, sería una clara distorsión al despacho, que se vería encarecido por el nivel máximo de explotación. Esto probablemente variará proporcionalmente a la hora, el día y la estación del año. Es de esperar entonces que los generadores, conociendo la estructura de demanda, intenten explotar la mayor parte del excedente del consumidor, sobre todo en horas pico.

Adicionalmente, este proceso puede llevar a la concentración de ciertas fuentes en manos de un actor principal, de tal forma que se podría inclusive controlar el mercado sin contar con una capacidad instalada



Planta Hidroeléctrica Cachi

grande, asociado con los costos de atender el sistema en horas pico. Dado que en los sistemas mixtos (hidroenergía y energía térmica) la demanda de punta es atendida mediante las fuentes térmicas que al mismo tiempo definen el costo marginal del sistema, el control de dichas plantas es vital para la asignación del precio de compra que por lo general tenderá a reflejar la última planta más eficiente que ingresa al sistema.

De conocer este fenómeno los oferentes de energía, “algo que se presentó en el mercado inglés, posterior a la apertura y privatización de las empresas”, los precios de oferta de ellos estarán muy cercanos a dicho costo marginal de corto plazo, perdiéndose la posibilidad de despachar por costos y generándose un incremento sustancial del precio de compra de la energía.

En realidad, de mantenerse la estructura prevista en la propuesta de ley, lo que esperaríamos es un creciente proceso de integración de los generadores, probablemente la integración y consolidación de las plantas pequeñas en consorcios que permitan aprovechar la escala y las posibilidades del nuevo mercado. Esto significa que cuatro o cinco grupos de inversionistas podrían terminar por comprar el conjunto de las plantas existentes en manos privadas y actuar como seguidores de precio dentro del mercado. El Ice en generación determinaría el precio de referencia, que probablemente sería mayor al costo de producción y despacho que existe en la actualidad, de no regularse la tasa de ganancia o los contratos de compra de la energía.

Es de esperar que los contratos para grandes consumidores bajen de precio o que al menos sean precios más estables, dado el mayor poder de negociación de ellos en el nuevo contexto. El tipo de fuente en la expansión estará asociado básicamente al criterio de costo, por lo que es de esperar una expansión mixta de fuentes térmicas de mayor eficiencia y de proyectos hidroeléctricos de escala mediana, motivadas por la inversión de utilidades del Ice.

Alfredo Huerta

De no garantizarse un mecanismo directo de subsidio o de apoyo a las fuentes renovables no convencionales, no es de esperar un desarrollo importante de este tipo de proyectos, dada su desventaja relativa con respecto a la nueva oferta de origen térmico. En términos de precios se podría esperar un crecimiento de las tarifas y una mayor aproximación de ellas a los patrones de demanda, lo que podría beneficiar el ambiente vía una disminución o segmentación mayor del consumo, lo que dependerá del desarrollo de una oferta complementaria de servicios, que hoy apenas es tomada por las grandes empresas como el consumo eficiente de energía.

Podríamos concluir que la transformación pretendida no se acerca a un modelo de promoción eficiente de la competencia, ni tampoco consolida una planificación y un esquema de manejo público del negocio. Parece ser un híbrido de oligopolio público con apertura escasa. El modelo elegido no es ni un mercado en competencia, ni tampoco un mercado público regulado, es entonces una reforma incompleta que llevará a mayores riesgos en eficiencia, seguridad, ambiente y equidad.

Referencias bibliográficas

- Ecomap. 2000. *Proyecto de investigación en energía, medio ambiente y pobreza*. NHH-CINPE.
Hvelplund, Frede. 1999. *Energy planning, democracy and innovation: the Danish and East German example*. Presentado a Sudesca, Conferencia Internacional, Costa Rica).

Apertura del sector eléctrico: características y posibles consecuencias

LED A ZAMORA

Las presiones para justificar la apertura del sector eléctrico no son nuevas en nuestro país, todo lo contrario: las estrategias para la privatización de este sector han venido incrementándose durante los últimos veinte años. Los argumentos siguen siendo prácticamente los mismos utilizados cuando lograron la aprobación de la ley 7.200 que autorizó la participación privada en el segmento de generación en pequeñas centrales eléctricas de hasta 20 MW y hasta un 15% de la capacidad instalada nacional; posteriormente, se aprobó la ley 7.508, que amplió la participación privada en un 15% adicional y aumentó a 50 MW la capacidad de las centrales eléctricas. Este último incremento opera bajo los quemas *bot* (por las siglas, en inglés, de *construir, rar y transferir*). La participación privada ha resultado sumamente onerosa¹ en comparación con las plantas de generación del Instituto Costarricense de Electricidad (Ice) y debilitó en forma progresiva y sustantiva las finanzas del sector eléctrico.

El último intento privatizador fue el denominado *combo eléctrico*, el cual vio frustrada su aprobación en segundo debate debido a una fuerte resistencia social que se logró articular a lo largo de todo el país. Hemos así un pulso que demoró la llegada de la cle de la que hoy son testigos los países canos que siguieron una ruta caracterizada por la privatización y la desintegración vertical de las empresas similares al Ice. Este modelo fue promovido desde el extranjero por organismos internacionales como el Banco Mundial y el FMI, bajo una corriente de pensamiento económico neoclásico y, en el ámbito interno, por políticos empresarios que vieron oportunidad de grandes negocios. En el caso del Ice, el entonces presidente ejecutivo Roberto Dobles fracasó

La autora es diputada del Partido Acción Ciudadana.

¹ Esto por cuanto el financiamiento de las obras se hace principalmente con la banca privada internacional, mientras que el Ice puede conseguir financiamiento con organismos financieros internacionales en condiciones financieras más ventajosas: plazo, tasas de interés, comisiones, plazo de gracia, garantías, etc. Además, por su condición de ente estatal el riesgo es menor y no busca el lucro. Los contratos firmados y los modelos tarifarios aplicados históricamente terminan de completar la ecuación.

parcialmente en sus intenciones y tuvo que marse apenas con la creación de las *unidades estratégicas de negocio*.

Pero como las ansias de hacer negocios no se acaban, actualmente se encuentran en la Asamblea Legislativa dos proyectos de ley bajo los expedientes 17.495 -*Ley general de electricidad*- y el 17.496 -*Ley de fortalecimiento de las entidades públicas del subsector electricidad*-. Ambos pretenden un cambio radical del modelo de prestación del servicio eléctrico que en nuestro país ha sido exitoso hasta el momento a pesar de las restricciones impuestas al Ice con argumentos macroeconómicos y fiscales en materia de inversión orientados en forma premeditada a justificar una mayor participación privada como respuesta a la caca-reada falta de planificación y capacidad de ejecución para atender el crecimiento de la demanda.

Dadas las limitaciones de espacio y la amplitud de ambos proyectos, me referiré únicamente al primero: ¿Qué se pretende con la aprobación del proyecto de *Ley general de electricidad*?

1. Busca la apertura total de la actividad permitiendo la participación privada sin límites en todos los segmentos de la cadena de valor del suministro eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización).

2. Garantiza la igualdad entre desiguales al ofrecer un trato idéntico a los actores públicos, municipales, de la economía social y privados, es decir, no discrimina entre la búsqueda del lucro y la prestación de servicio al costo que ha caracterizado al Ice y sus aliados estratégicos como lo han sido las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales, las cuales han logrado que la electricidad esté al alcance de la mayoría de los habitantes y gocemos de las tarifas más bajas de la región².

3. Profundiza los mecanismos y niveles de participación entre las alianzas público-privadas, abriendo portillos mucho más amplios a los ya existentes para privatizar no solo el desarrollo de la infraestructura futura, sino la actual. En estas alianzas casi siempre

² De aplicar las tarifas que permitan equilibrar las finanzas del sector eléctrico del Ice, no estoy tan segura que sigamos teniendo las tarifas más bajas de la región, dada la pérdida de competitividad que ha venido experimentando este sector en materia de generación eléctrica a raíz, principalmente, de la adopción indiscriminada de esquemas *bot*, arrendamientos de plantas desarrolladas mediante fideicomisos, aumento de la generación térmica y arrendamientos de equipo térmico.

se privatizan las ganancias y se socializan las pérdidas.

4. Crea un mercado eléctrico mayorista, cuyas tarifas no están reguladas, que permite la compra-venta directa mediante contratos bilaterales entre generadores y grandes consumidores que podrían obtener mejores tarifas a costa del resto de los consumidores que no tienen poder de mercado ni de negociación, dadas sus escasas posibilidades para organizarse.

5. Se abandona la planificación de carácter normativo por una planificación de carácter indicativo; en otras palabras, se pasa de planificar el desarrollo del subsector de electricidad a estimar la demanda (*planificación de la satisfacción de la demanda eléctrica*) a partir fundamentalmente de la iniciativa privada.

6. Se pasa de un sistema de regulación de tarifas al costo a uno de subastas, de bandas de precios, similares a las que hoy operan con el tipo de cambio del dólar respecto al colón. Un gran consumidor, generador o distribuidor podría afectar unilateralmente el mercado, tal y como sucede hoy en día con el tipo de cambio.

7. Crea un vasto marco institucional con entes como la Autoridad Administradora del Mercado y el Centro de Control Nacional, que junto las superintendencias creadas en el expediente 17.496, representan un aparato burocrático costoso e innecesario en su mayoría, que tendremos que asumir mediante incrementos en las tarifas de todos los usuarios de 'los servicios de electricidad, para pagar los costos de regulación y los costos de transacción del nuevo modelo.

8. Establece la creación del Fondo Nacional de Electricidad, supuestamente con el fin de asegurar la universalidad y la solidaridad en el servicio eléctrico, así como financiar la electrificación rural y el alumbrado público. Este fondo es de idéntica naturaleza al Fondo Nacional de Telecomunicaciones, que nació con la apertura de telecomunicaciones,



Planta hidroeléctrica Cachi

Alfredo Huerta

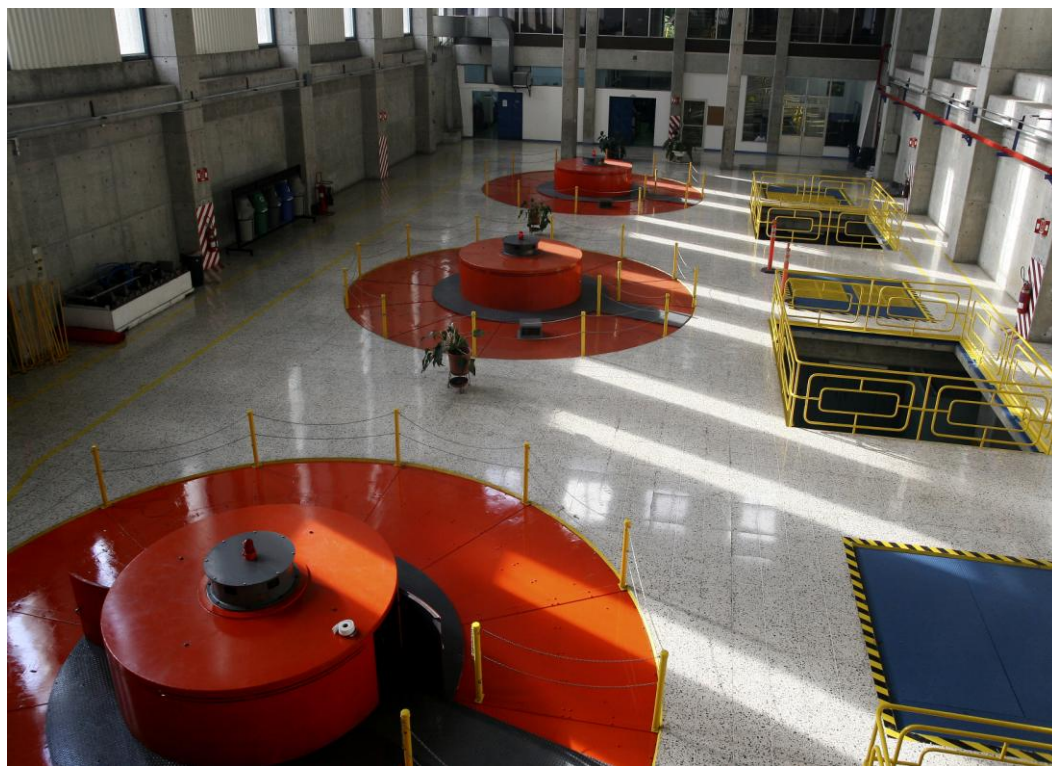
que en lo fundamental se trata de un fondo para financiar a desarrolladores de proyectos en zonas de baja rentabilidad, pero que en la práctica está muy lejos de garantizar más que la disponibilidad, el acceso real a los servicios, que es lo más importante. Este fondo viene supuestamente a cumplir con una función solidaria que el sistema actual realiza en forma automática vía tarifas y acceso universal.

9. Crea un sistema de derechos de prioridad de desarrollo eléctrico, mediante los títulos de *prioridad de desarrollo eléctrico*, que revierte la lógica económica

que ha caracterizado hasta el momento la planificación del desarrollo eléctrico (rentabilidad económica y social) para seguir una lógica de mercado liderada por la iniciativa privada preocupada más por la rentabilidad financiera (lo cual es legítimo), que por la búsqueda de objetivos sociales y económicos con visión de largo plazo.

10. Desnaturaliza el servicio público de electricidad al subdividir en forma arbitraria la cadena de valor en productos (generación y potencia) y servicios (transmisión y distribución); es decir, la electricidad sufre una suerte de metamorfosis porque nace siendo un producto no sujeto a regulación, ni meritorio de las características de servicio público, para convertirse después en un servicio ³.

11. Esta lógica no es sostenible en la práctica. Los países que han apostado a la desregulación de la generación, permitiendo la especulación y las ansias de ganancia de los productores y regulando a las distribuidoras para supuestamente “proteger” a los usuarios finales del servicio público, han tenido que recurrir a los subsidios directos a las distribuidoras.



Planta Hidroeléctrica Arenal

Alfredo Huerta

Estos países se quedan entonces sin posibilidades presupuestarias para cubrir los subsidios dada la voracidad de los generadores privados que no se cansan de subir sus tarifas mediante modelos de indexación automática de costos respaldados jurídicamente

en los contratos bilaterales y multilaterales de largo plazo, donde las ventajas de la supuesta competencia que se promueven no aparecen por ninguna parte. Es así como los ciudadanos siguen siendo las principales víctimas de la mercantilización de servicios fundamentales y estratégicos para su desarrollo como la electricidad.

12. A pesar de que uno de los principales argumentos para la apertura del sector es la necesidad de promover el desarrollo basado en fuentes renovables, no se establece en el proyecto la prohibición de instalar plantas térmicas en el país ⁴. Por el contrario, incluso se permite la compra directa de combustibles por parte de los generadores en el proyecto para el “fortalecimiento de las entidades públicas del Subsector Electricidad”, dando también un paso al frente en la ruptura del monopolio de Recope y revelando claramente la incongruencia que caracteriza la exposición de motivos del proyecto y el articulado del mismo. Se revelan así claramente las verdaderas intenciones de sus promotores, que no son otra cosa que la estocada final al Ide y la renuncia a

entender el servicio público de electricidad como un derecho de la población para convertirlo en una simple mercancía sujeta a la especulación de precios y la voracidad de los negocios particulares que pretenden lucrar con ella sin ninguna preocupación social.

Finalmente, la transformación del sector eléctrico amerita un debate técnico y político que nos permita perfeccionar y mejorar el modelo que tenemos y prepararnos para los retos del presente y del futuro, sin dejarnos arrastrar por la ruta ya transitada por muchos países de la región que ha demostrado ser fallida.

³ El servicio de electricidad es una de las cañas de pescar que propone el Pac en tanto que este servicio es básico para la generación de otros bienes y servicios; además, permite la energía necesaria para el acceso a nuevas tecnologías para la sociedad del conocimiento, como es el uso de Internet.

⁴ Lo que implica que no hay una ganancia económico-social, pues las externalidades negativas igualmente pueden producirse. No considera el tema ambiente como una medio de desarrollo nacional en el cual la generación térmica puede impactar negativamente.