

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA*

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO**

LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA

Fuentes oficiales nacionales (Balance Nacional de Energía) o internacionales (Balances de la Agencia Internacional de Energía de la OECD, Anuario de British Petroleum) indican que para nuestra vida cotidiana requerimos energía primaria equivalente a casi 4.0 millones de barriles de petróleo al día (MBPED). El mundo requiere poco más de 270 MBPED. De ahí se derivan las formas de energía secundaria, así como parte de la primaria y la secundaria, la energía final que se consume. Finalmente, las diferentes formas de energía útil.

Para reflexionar un poco sobre el llamado mercado eléctrico mayorista y su evolución reciente en México, debemos recurrir a las fuentes internacionales de información que dan a conocer esos requerimientos de energía en el mundo y en todos los países; esto nos permite comparaciones útiles. Cuando se requiera nos detendremos en las diferencias entre ellas, pero la reflexión global sobre estructuras y tendencias es similarmente válida. De esos casi cuatro millones de barriles de petróleo crudo equivalente que se consumen en México cotidianamente, poco más del 90% proviene de fuentes fósiles y contaminantes (93%). Sólo 7% es energía oficialmente llamada limpia: con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero o sin ellas.

En el México de hoy esas emisiones se representan en poco más de 470 millones de toneladas de CO₂ al año. Además, actualmente sólo cerca del 6% de la energía primaria total proviene de fuentes renovables: aprovecha-

* Este trabajo ha sido elaborado en el marco de un proyecto de investigación conjunto de la Facultad de Economía y el Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM con el investigador Carlos Morera Camacho.

** Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México.

miento hidráulico, eólico y solar para generar electricidad. Una electricidad producida mayoritariamente por fósiles, que en conjunto sólo satisface cerca de la quinta parte de la energía final necesaria, y de ella proviene parte de la energía útil, de acuerdo a equipos y procesos correspondientes. Nuestro brillante profesor Jacinto Viqueira, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, decía que nadie utiliza electricidad, sino la consume. Lo que utiliza son las formas de energía que su consumo permite: iluminación, calor de proceso, fuerza motriz, transporte de personas y mercancías, cocción de alimentos, calentamiento de agua, refrigeración, calefacción, entre otras. Y enseguida nos interrogaba y cuestionaba: “¿qué es más eficiente y más barato, calentar agua en la estufa de gas licuado de petróleo o, alternativa-mente, en estufa de gas natural, estufa de leña, con resistencia eléctrica, en horno de microondas, en horno solar, en estufa de carbón o en estufa de queroseno, el llamado tradicionalmente petróleo diáfano?”. Y puntualizaba: “es una pregunta básica de la relación economía, energía, contaminación y sustentabilidad”. Sin duda.

Reflexionemos un poco sobre algunos señalamientos básicos orientados a identificar el comportamiento de la nueva industria eléctrica: la del dramático proceso de reestructuración; la de la nueva arquitectura institucional; y, sobre todo, la de las fases (generación y comercialización) sometidas a los mecanismos ideales de libre competencia; las fases de planeación, control, transmisión y distribución inscritas en procesos regulatorios, “herencias” de la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), así como la subsistencia (legado, le llaman oficialmente) de permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.

Hay números básicos que conviene recordar. La cuarta parte de la energía primaria se destina a producir electricidad. La eficiencia del proceso sólo permite —como lo comenté un poco antes— que la electricidad sólo atienda cerca del 18% de la energía final necesaria en México. En países como Francia —con transporte muy electrificado—, la participación del fluido eléctrico en el consumo final alcanza 25% o más. ¡Envidiable! Pues bien, según datos oficiales, en México, en el año de 2017 se produjeron 329 Teravatios-hora (TWh, o sea miles de millones de kilovatios-hora, kWh) de electricidad. El llamado consumo bruto nacional incluye energía que ingresa a las redes nacionales de transmisión y distribución, y energía que no ingresa, es decir, la generada por autoabastecedores que la consumen directamente. El 79% del consumo bruto nacional provino de las llamadas fuentes convencionales que utilizan combustibles fósiles. La tecnología del ciclo combinado (gas natural) fue mayoritaria con el 50%. El 29% restante de otros fósiles (combustóleo y carbón). Apenas 21% (69TWh) fue producido por fuentes llamadas limpias. Sólo 16% (52TWh) de las oficialmente

renovables: hidroeléctrica (32TWh), eólica (11TWh), geotérmica (6TWh), bioenergía (2TWh) y generación distribuida y solar (1TWh). El 5% restante de las limpias provino de no renovables: como la nuclear (11TWh) y la co-generación eficiente (7TWh) (véase tabla 1).

TABLA 1
GENERACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017

<i>Tecnología</i>	<i>Generación 2017</i>	<i>Estructura (%)</i>
Convencional	259 766	78.90
Ciclo combinado	165 245	50.20
Termoeléctrica convencional	42 780	13.00
Carboeléctrica	30 557	9.30
Turbogas	12 849	3.90
Combustión interna	4 006	1.20
Lecho Fluidizo	4 329	1.30
Limpia	69 397	21.10
<i>Renovable</i>	51 578	15.70
Hidroeléctrica	31 848	9.70
Eólica	10 620	3.20
Geotérmica	6 041	1.80
Solar	344	0.10
Bioenergía	1 884	0.60
Generación Distribuida (GD)	760	0.20
FIRCO	82	0.00
<i>Otras</i>	17 818	5.40
Nucleoeléctrica	10 883	3.30
Cogeneración eficiente	6 932	2.10
Frenos regenerativos	4	0.00
Total	329 162	100.00

FUENTE: elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

¿Cuánta de esta electricidad se entregó a las redes de transmisión o distribución? ¿Y cuánta, a su vez, entró en el juego del mercado eléctrico mayorista? Veamos los números oficiales al respecto (Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico 2018-2032 de la Secretaría de Energía). A las redes (básicamente de Transmisión y algo de Distribución) ingresaron 310 TWh, una vez realizado el balance exportaciones-importaciones, equivalen al 94% de la producción. El restante 6% “no fue visto” por estas redes. Las generaron autoabastecedores que la consumieron directamente. Y bien, ¿cuánta energía eléctrica ingresó formalmente al mercado mayorista? Solamente 270 TWh, si restamos la producción de los permisionarios tradicionales de la LSPEE para su consumo propio o envió a sus asociados. El Décimo Transitorio de la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE) señala que estos permisionarios pueden seguir en el antiguo régimen legal, incluida su bajísima cuota de transmisión. Podrían cambiar al nuevo régimen y por una única ocasión regresar al anterior. Aquí es necesaria una precisión: de los 270 TWh sujetos a las nuevas reglas del mercado, la Comisión Federal de Electricidad, a través de sus siete generadoras, entregó 170 TWh. Los productores independientes de electricidad entregaron a la CFE casi 89 TWh. Los entregó al MEM. Finalmente, se estima que cerca de 6 TWh son de los nuevos generadores participantes del mercado. Un total de 62 registrados al 31 de julio del 2018: 7 de CFE y 55 diferentes, cuyo comportamiento nos proponemos describir aquí. Se trata de proporcionar la energía necesaria y de atender una demanda máxima que en junio pasado alcanzó 45 017 megavatios (MWh) en el Sistema Interconectado Nacional (43 319 megavatios en 2017 y 40 816 en 2016). Podemos afirmar que muy probablemente experimenten moderado dinamismo los próximos años, para lo cual hay que tener la capacidad instalada en orden para no fallar en su atención.

NOTAS SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Abordemos el mercado eléctrico mayorista. Veamos un poco su marco legal y luego analizar la relación ingresos-egresos implicada en su operación, tanto en el caso del funcionamiento tradicional de la empresa pública integrada, como en el nuevo entorno competitivo. Es un punto muy delicado. Primero porque tradicionalmente los ingresos no han alcanzado a los egresos. Visiones superficiales aluden a costos excesivos derivados de la empresa pública, a contratos colectivos caros y a ineficiencias. El asunto no es tan simple. Tiene que ver con el marco en el que se determinan los precios, no

sólo del trabajo —para usar esta inexacta expresión tradicional— sino de combustibles, equipos, materiales, e incluso, dinero. Hoy adentrémonos un poco en el funcionamiento del mercado para permitir el análisis posterior desde esa nueva arquitectura institucional. Según la Ley de la Industria Eléctrica (LIE de agosto del 2014), en el mercado eléctrico mayorista (mercado), los generadores, los comercializadores y los llamados usuarios calificados participantes del mercado realizan compras y ventas de energía eléctrica, asimismo de los servicios conexos que garantizan calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad en el Sistema Eléctrico Nacional. ¿Cuáles? Básicamente reservas operativas y reserva rodante, regulación de frecuencia y de voltaje, y arranque de emergencia, pero también comercialización de potencia y productos que permiten satisfacer la demanda eléctrica. Asimismo, de los productos anteriores vía importación o exportación. Similarmente de los llamados derechos financieros de transmisión que representan derechos y obligaciones de recibir o pagar un monto derivado de la diferencia de los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales (PML) en dos nodos del sistema. De Certificados de Energías Limpias (CELs), otorgados a generadoras limpias que los comercializan para que los centros de carga cumplan los requisitos asociados a las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de su consumo. La LIE indica, asimismo, que en el mercado hay comercialización de otros productos, derechos de cobro y penalizaciones necesarios para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico. En esa misma LIE se indica que ese mercado se rige por las llamadas reglas del mercado, las cuales se desdoblán en dos: las bases del mercado y las disposiciones operativas. Las primeras reglas del mercado las emitió la Secretaría de Energía, en adelante será la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la que las revise y las emita de nuevo, de ser el caso. Las vigentes contienen las disposiciones de mayor jerarquía dentro de las reglas del mercado. Fueron publicadas en septiembre del 2015. Por su parte, las disposiciones operativas son documentos que definen los procesos operativos (de funcionamiento cotidiano) del mercado. Comprenden jerárquicamente tres instrumentos: 1) manuales de prácticas con principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para administrar, operar y planear el mercado. Ya hay 14: subastas de diferentes tipos, cuentas y facturación, garantías, controversias, contratos, mercado de energía a corto plazo, sistemas de información, participantes del mercado, asignación de derechos de transmisión de legados, balance de potencia, generadoras “pequeñas”, transacciones bilaterales, contratos de cobertura; 2) guías operativas con fórmulas y procedimientos que, por su complejidad y especificidad, se contienen en documentos diferentes a los manuales y de las cuales sólo se ha publicado la de la Cámara de Compensación de Con-

tratos y Subastas de Largo Plazo; 3) finalmente, criterios y procedimientos de operación con especificaciones, notas técnicas y criterios operativos necesarios para implantar bases, manuales y guías operativas en el diseño del software o en la operación diaria, como el de operación de la consola de pagos del mercado.

No hace falta subrayar la severa complejidad involucrada en la coordinación y operación del mercado y la gran responsabilidad del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que lo opera. Lo cierto es que día tras día y hora tras hora, el CENACE debe recibir la energía producida por los generadores y verificar qué se comercializa y se entrega a los suministradores —básicos y calificados— quienes, a su vez, la entregan a los usuarios finales. En algunos casos a usuarios calificados que participan directamente en el mercado, conforme lo permite la LIE. Asimismo, el CENACE debe “hacer bien las cuentas”, eléctricas y financieras, a través de los procesos de liquidación. En realidad eso se ha hecho desde hace mucho y sin reforma energética, y se ha hecho bien. La diferencia hoy es que las fases de generación y comercialización se realizan en un marco de competencia donde hay muchos participantes, y se cree —sí, se cree— que se hará mejor, incluso con comercializadores dedicados a la especulación. Es importante mencionar que este proceso técnicamente especificado, es el sustento de un balance de ingresos y egresos “eléctricos”, objeto tradicional de análisis y debate. ¿A qué me refiero? A lo que tradicionalmente se ha indicado en los informes presidenciales en el rubro “Relación precio-costos de la Industria Eléctrica”. Se comparan los volúmenes de ingresos y egresos. Los primeros derivados —según se indica en los estados financieros públicos— de las ventas de electricidad. Los segundos del pago de remuneraciones, combustibles, fuerza comprada, materiales de operación y mantenimiento, impuestos y derechos, obligaciones laborales, depreciación de equipos y (finalmente), gastos financieros y pérdidas cambiarias netas. A manera de ejemplo, recordemos el balance oficial del 2015: ingresos por 305 mil millones de pesos y egresos por 423 mil. Es decir, 118 mil millones de insuficiencia, llamémosla así. Aquí, por cierto, se incorpora una transferencia gubernamental por 30 mil millones a cuenta del subsidio a consumidores. Sólo una parte del subsidio. Si no la consideráramos, la insuficiencia hubiera sido de 148 mil millones. No siempre hubo transferencias. ¿Qué pasaba entonces? Será necesario detallar este análisis de frente al funcionamiento del mercado. Descubriremos que el asunto de la insuficiencia, con todo y reforma energética, no está resuelto y que debe ser resuelto a la brevedad, de frente a muchos compromisos que ya tiene hoy esta noble industria, tradicionalmente de servicio público.

ASPECTOS RELEVANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Nunca olvidemos que es un mecanismo técnico y económico complejo. En parte —recuerdan especialistas— porque la electricidad no puede almacenarse. Pilas y almacenamiento o re-bombeo de agua no resuelven el asunto de fondo. También porque cuando es enviada por redes —equivalentes a tuberías de agua o autopistas para vehículos— no sigue una única ruta, en ocasiones hay “caminos” congestionados que obligan a cambiar de ruta. Finalmente —para sólo indicar un tercer aspecto de la complejidad de lo eléctrico—, porque su “entrega” al mercado mayorista exige una supervisión técnica muy delicada para que el suministro se realice con seguridad y confiabilidad. Pero también muy honesta por parte de operadores y participantes del mercado. Es cierto —lo sometió a debate en su momento Tomás de Aquino en sus “questio” 77—, que es legítimo como vendedor o comprador reclamar un beneficio en las transacciones humanas, pero siempre en el marco de una mutua satisfacción, derivada de un precio justo. ¿De dónde sale el beneficio? ¿De vender o comprar por encima o por debajo del valor? ¿Se imagina usted llevar esta delicada pregunta —cuya repuesta empezó a profundizarse en el pensamiento económico clásico— al terreno de la electricidad? ¿Cuál es el precio justo de la electricidad? ¿Y en cada hora, dado que no hay almacenamiento? Los fisiócratas aportaron la idea de la fertilidad de los recursos naturales y su producto neto. La maduración teórica clásica vino con la teoría del valor de Adam Smith y la teoría de la renta de David Ricardo. Y por si esto fuera poco, la tesis marxista de que el beneficio es apropiación de un excedente derivado de trabajo no pagado, hace más complejo y controversial el asunto. ¿Beneficios, rentas y plusvalor en el mercado eléctrico? ¡A la complejidad técnica agreguemos la económica! Y si no me creen, basta introducirse al debate sobre lo que nuestra Ley de la Industria Eléctrica resuelve con una aparente simplicidad. A leer y releer los artículos 3 y 96. El mercado eléctrico mayorista (el mecanismo técnico y económico y social, agregado) es donde los participantes del mercado (generadores, comercializadores suministradores, comercializadores no suministradores y usuarios calificados) podrán realizar transacciones de: 1) energía eléctrica; 2) servicios conexos (reservas, regulación de frecuencia y de voltaje, entre otros); 3) potencia u otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica; 4) los anteriores productos vía importación o exportación; 5) derechos financieros de transmisión; 6) certificados de energías limpias; 7) otros requeridos. No sólo se realizan transacciones de energía eléctrica y servicios conexos, también de potencia u otro mecanismo que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer demanda. Se trata (según las bases del mercado) del com-

promiso para mantener capacidad instalada de generación y ofrecerla al mercado de energía de corto plazo durante un periodo dado. Se ofrece, por cierto, por los generadores y se adquiere por entidades responsables de carga (suministradores básicos y de servicios calificados o de último recurso, usuarios calificados participantes del mercado y generadores de intermediación) a fin de cumplir sus obligaciones. Otros mercados no ofrecen transacciones de potencia. Diversos especialistas internacionales señalan múltiples condiciones para que el mercado de potencia opere bien, pero hay debate intenso al respecto. En parte porque al recibir un pago por energía vinculado a los Precios Marginales Locales (PML), los generadores recuperan todos los costos asociados a su operación y a sus inversiones. ¡No es la opinión general! Es cierto que al recibir el PML —generadores cuyo costo de operación y mantenimiento es muy bajo (al menos menor al PML), o es cero o casi cero (eólicas y las solares)— reciben una “renta”. En principio debería permitirles recuperar sus otros costos. Si el PML, por lo demás, está vinculado a combustibles caros y a tecnologías de baja eficiencia, la renta es mayor. Así, en el caso de diésel o combustóleo —relativamente caros en estos momentos— o tecnologías de baja eficiencia —turbogas o combustión interna, por ejemplo—, las rentas pueden ser altas. Y un pago extra por comprometerse a ofrecer potencia —como indican las bases del mercado— se suma a esa renta. En medios de análisis de los mercados se indica como *doble pago*. Esto, sin duda, exige mayor profundización. Lo presento brevemente para indicar que en las cuentas globales de la operación eléctrica actual en México, los usuarios finales deben pagar todo lo que exige este tipo de operación y control del mercado eléctrico, donde obtención de rentas y pago de potencia están sumados. ¿De qué manera y en qué montos? Faltan algunos elementos por definirse para conocerlos. Entre ellos lo que se pagará a las diferentes empresas implicadas en lo que la Ley llama Contratos Legados. Pero a ello, evidentemente, hay que agregar los ingresos recuperables autorizados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE); por las actividades de control por parte del CENACE; el Servicio Público de Transmisión y el Servicio Público de Distribución bajo la responsabilidad de CFE-Transmisión y CFE-Distribución, respectivamente; asimismo por las actividades del único Suministrador Básico autorizado hoy, CFE-Suministro Básico, ingreso que proviene de la agregación de los anteriores con lo autorizado por la misma CRE para su propia operación. Hoy, con precios marginales locales que —simplificando— fluctúan entre uno y dos pesos por kilovatiohora (kWh), muy difícilmente se lograrán costos inferiores a los de la CFE de antes, al menos por lo pronto. De ser cierto eso, la insuficiencia de recursos será mayor.

LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO MAYORISTA

Existen, entre otros, tres aspectos del comportamiento del mercado eléctrico mayorista que es necesario observar cotidianamente con muchísimo cuidado. El primero es el comportamiento de la demanda —en este caso horario— de los tres sistemas eléctricos del país. Para ello necesitamos reconocer el volumen de energía consumida, pero también la potencia máxima “exigida” al sistema para satisfacer, en la hora correspondiente, el que sería el consumo máximo por hora. En término del volumen de energía, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) —que agrupa siete áreas (Central, Noreste, Noroeste, Norte, Occidental, Oriental y Peninsular)— representa el 95% del consumo: el sistema de Baja California (BCA) cerca del 5% y el sistema Baja California Sur (BCS) cerca del 1%; hay además un pequeñísimo sistema aislado (Mulegé) con el consumo de la zona de Santa Rosalía-Guerrero Negro. Estas son las participaciones al considerar la electricidad entregada a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD) en el periodo 2004 a 2017.

En términos de la “potencia exigida” por la demanda cada hora, el dato del 2017 informa de una máxima de 45 017 megavatios hora por hora, el día 6 de junio. En 2017 la máxima se registró el 23 de junio a las 17 horas, y su valor fue de 43 319 megavatios hora por hora (MWh/h). En 2016 fue el día 8 de julio, con un registro de 40 893 megavatios hora por hora (MWh/h). Y en 2015 fue de 39 840 megavatios hora por hora. Se trata de crecimientos medios anuales próximos al 4% del 2015 al 2018. Si simplificamos un poco, podemos decir que altos valores de crecimiento de la demanda máxima “empujan” a cuidar mucho más la instalación de centrales de generación, y redes de transmisión de esa capacidad. De otra manera se corre el riesgo de cortes de suministro, lo que es sumamente grave.

Altos valores de consumo de energía “empujan” a cuidar mucho más la disponibilidad de combustibles, siempre con la posibilidad de una atención relativamente más sencilla que en el caso de falta de centrales o redes. Este es parte del núcleo delicado inscrito en los asuntos de confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos, siempre sujetos a debate frente a las nuevas formas de organización de la industria eléctrica. Por cierto, el consumo bruto de energía crece este año a una tasa acelerada mayor al 3%, pero menor a la tasa de crecimiento de la demanda máxima (casi 4%). Cuando crece más la demanda de potencia que la demanda de energía se enfrenta un reto al “buen comportamiento” del sistema. ¿Por qué? El que crezca más la potencia exigida que la energía requerida obliga a instalar más aceleradamente centrales eléctricas. En este contexto entra el segundo aspecto, que es preciso observar de nuestro sistema eléctrico: la disponibilidad efectiva de

capacidad para generar electricidad, la cual depende no sólo de la capacidad total instalada, también de las condiciones en que estos equipos se encuentran. Si han tenido mantenimiento, si han fallado, si han perdido parte de su capacidad, si no están disponibles.

Por razones obvias, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) lleva una estadística muy cuidadosa de ello. A través del llamado Margen de Reserva Operativo (MRO), relaciona la demanda máxima horaria con la capacidad realmente disponible esa misma hora, y cuida de advertir las horas en las que se exigió el 94% de la capacidad realmente disponible. O sea, cuando sólo queda un 6% “libre” de esa capacidad disponible, podía ser 5% o 7%, por ejemplo. Hay debates técnicos sobre el número a cuidar. Lo cierto es que el 6 elegido es una selección técnica que se considera adecuada para cubrir riesgos de falta de capacidad. Si ese número —incluso uno menor— se repite con frecuencia, el sistema pierde confiabilidad.

En 2017 hubo cerca de seis semanas con MRO del orden de 6%. Según muchos analistas, un mercado eléctrico mayorista donde hay subastas de capacidad, como en México, se orienta a cuidar un margen de reserva operativo más eficiente. Como parte del análisis de la confiabilidad, se estudian con mayor detenimiento las 100 horas de menor margen de reserva operativo del año. Termino esta descripción con el tercer elemento que es preciso observar en los mercados eléctricos: el Precio Marginal Local (PML). Si a manera de ejemplo observamos los datos de la primera semana de octubre de 2017, encontramos un promedio semanal de 1.14 pesos por kWh, con mínimo de 0.55 y máximo de 1.72 pesos por kWh. En esa misma semana, la capacidad promedio “exigida” fue de 33 600 megavatios, con mínima de 27 mil y máxima de 38 mil megavatios hora por hora.

Es preciso señalar que en la semana de la máxima de ese año 2017 (23 de junio), los PML alcanzaron niveles de cuatro pesos por kWh. Lo interesante a observar hora por hora, semana por semana, mes por mes, es el comportamiento de estos tres indicadores o “aspectos” del mercado; descubrir las relaciones que guardan y, asunto de extrema importancia, su comportamiento en el futuro. Con fundamento en ello, los generadores que entregan su producción al mercado recibirán su liquidación. ¿Qué recibirán las empresas generadoras de CFE con Contratos Legados? La suma de estas liquidaciones determinará el componente principal del ingreso requerido para que funcione la industria en esta nueva lógica mercantil. Sumado a los servicios públicos de control, transmisión, distribución y a los otros componentes del precio final (remuneración al suministro básico y otros), determinarán el nivel del precio medio que paguen los usuarios bajo este nuevo esquema de organización de la industria. De ello dependerá en parte el juicio que los usuarios del tradicional servicio público de electricidad

tengan sobre la transformación tan radical del sector eléctrico en México. Y digo en parte porque los otros elementos que deberán considerar son los de seguridad y de calidad del suministro.

LOS CONTRATOS LEGADOS

¿Cuál fue la noticia del momento en 2017 en el ámbito de la nueva arquitectura institucional y la nueva forma de operación de la industria eléctrica en nuestro país? Sin duda la que dio a conocer en noviembre la Comisión Reguladora de Energía (CRE): la publicación de la metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico. Se utilizó a partir de diciembre de este 2017 y al menos hasta finales del 2018, para determinar lo que ya pagan todas las personas físicas o morales que no sean usuarios calificados. A saber y para decirlo simplemente, que no sean grandes consumidores servidos por uno de los 23 suministradores calificados hasta ese momento, ni el único participante del mercado que compra directamente en el mercado eléctrico mayorista la electricidad necesaria para su consumo. Es un hecho que ya hay muchos organismos de función diversa registrados oficialmente en el mercado eléctrico. A fines del 2017 e inicios del 2018, nueve de los llamados comercializadores no suministradores, en mi opinión son meros especuladores. Oficialmente se asegura que el nuevo esquema toma en cuenta el costo de cada segmento de la cadena de valor de la industria eléctrica, es decir: generación, transmisión, distribución, control, productos conexos no adquiridos en el mercado y operación de suministrador básico.

Asimismo, que incorpora las variaciones temporales del costo del servicio y que busca garantizar que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) recupere costos eficientes. Éstos se integrarán en el precio final a los usuarios del servicio básicos: costos de la energía producida, de la potencia contratada para asegurar el suministro y los costos de los Certificados de Energía Limpia (CELs) que mandatan las normas para cumplir las metas de control de emisiones. Recordemos que en la nueva normatividad eléctricas (leyes, reglamentos, bases y manuales) se mandata a los suministradores básicos (por el momento solamente CFE-Suministro Básico) a adquirir no sólo energía, sino potencia, es decir, el compromiso de generadores para mantener disponible su capacidad instalada de generación comprometida y garantizar que este suministrador de servicios básicos (en realidad todos) cumpla con su función sin falla. Por cierto, en algún momento comentaremos algo sobre el famoso indicador del costo de falla, fundamental en los procesos de planeación de la expansión eléctrica.

Pero regresemos a las obligaciones de CFE-Suministro Básico. También debe adquirir CELs, es decir, títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias (renovables y nuclear). Acreditan el cumplimiento de los requisitos asociados al consumo de los centros de carga cuyo abasto dependen del suministrador básico (en realidad, todos). Según documentos oficiales, en el marco de los compromisos internacionales plasmados en metas nacionales de generación limpia, estas metas toman en cuenta las centrales eléctricas existentes, las que se encuentran en desarrollo, los recursos disponibles y las estimaciones de consumo de energía eléctrica para un periodo de planeación de 15 años.

Oficialmente y por lo pronto, las siguientes: para 2018, 5.0%; 5.8% para 2019; 7.4% para 2020; 10.9% para 2021, y 13.9% para el año 2022. Así pues, a partir del día primero de diciembre, las tarifas finales que cobrarán CFE-Suministro Básico (antes área Comercial de CFE) se determinarán con esta metodología “agrupadora” de los componentes regulados y no regulados del costo, en el precio final de la electricidad. Se incluye, por cierto, un ajuste mensual de los cargos tarifarios que —también oficialmente se asegura— reflejará las variaciones temporales del costo del servicio eléctrico dependiendo del momento del año. Sustituye el procedimiento usual y ya tradicional de ajuste mensual (por variaciones en los precios de los combustibles y en la inflación) que desde principios de 1992 se hacía a las tarifas no subsidiadas, y que en los hechos terminó con el ajuste a los cargos tarifarios de noviembre de 2017.

¡Se acaba el ajuste!, dijeron por ahí ¡No, no se acaba! Se sustituyó por otro, hay que decirlo. Será necesario seguir evaluando su capacidad para conocer los costos reales. En el último informe de la CFE se asegura que los costos de generación más eficientes determinarán el costo de generación que se cobrará a los usuarios que tienen un menor consumo promedio de energía eléctrica y están conectados en niveles de menor tensión (¿no se quejarán de esto usuarios de mayor consumo?). Parece tratarse del sector residencial de bajo consumo y el agrícola. Son los que concentran el subsidio aprobado por el Congreso en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Hoy lo aplica la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el marco del artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica que autoriza al Ejecutivo Federal a establecer, mediante acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales para determinados grupos de usuarios del suministro básico. ¿Cuál será la resultante?

Un elemento clave en esta resultante será la magnitud del ingreso de las empresas generadoras de CFE con los llamados Contratos Legados. En ellos se plasmarán los compromisos para que los suministradores les pa-

guen energía, potencia y Certificados de Energías Limpias. ¿Qué recibirán estas empresas con estos Contratos Legados? Ya se publicaron los borradores de estos Contratos Legados. El espíritu del transitorio Décimo Noveno de la Ley de la Industria Eléctrica es que deben permitir la reducción de las tarifas finales. Parte del juicio que los usuarios tengan sobre la reforma eléctrica depende esto. Y por eso, precisamente por eso, estos puntos nos obligan a una observación muy cuidadosa de los resultados.

LAS NUEVAS TARIFAS ELÉCTRICAS

A partir del 1º de diciembre de 2017 ya hay nuevas tarifas eléctricas. En sesión extraordinaria del pasado 29 de noviembre de ese año, el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó las tarifas finales del Suministro Básico. No se incluyó a los grandes consumidores —básicamente industriales— que optan por el denominado Suministro Calificado. O por ser participantes del Mercado. Así, las tarifas publicadas en el Acuerdo A/061/2017 ya se aplican. A mediados de enero del 2018 empezamos a ver los precios medios resultantes. Poco a poco se notaron los cambios que representan una modificación radical del anterior esquema tarifario. Por ejemplo, se acorta la diferencia entre el cargo de la energía consumida en el periodo de punta (el que exige la mayor capacidad para operar) y los periodos de base o intermedio.

Esta es la primera ocasión en la historia del sector eléctrico de México con tarifas finales no fijadas por la Secretaría de Hacienda, a propuesta —como lo ordenaba la Ley del Servicio Público de Electricidad— de la CFE. Lo puntualizó el Comisionado Marcelino Madrigal: “corresponde a la primera fijación de tarifas de suministro básico que realiza esta Comisión (Reguladora de Energía)”, luego de la aprobación y publicación, el jueves 23 de noviembre, de la Metodología para determinar dichas tarifas (Acuerdo A/058/2017). Por cierto, en esa misma sesión se habían aprobado las tarifas de operación del suministrador básico, último elemento necesario para completar las tarifas finales. A excepción de los casos señalados en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (tarifas fijadas por el Ejecutivo Federal con un mecanismo distinto para determinados usuarios del Suministro Básico, en este momento las residenciales de bajo consumo y las de estímulo agrícola y acuícola), a partir de diciembre del 2017 todas las tarifas eléctricas han sido determinadas con la metodología de la CRE y ajustadas mensualmente por la unidad de electricidad de este órgano regulador al que se delegó esa responsabilidad. Actualmente resultan de agregar los componentes regulados con los no regulados. Además, en ese

mismo Acuerdo A/061/2017 se aprobó la apertura de un periodo de transición tarifaria de cuatro meses (diciembre del 2017 a marzo del 2018), en que la tarifa final aplicable a los usuarios se determinaría con la ponderación de dos precios. El primero provendría del valor de la facturación conforme a los costos de generación que resulten de la “actualización tendencial” de las tarifas eléctricas de noviembre de 2017 (últimas determinadas por la Secretaría de Hacienda con participación de la CFE). Y, el segundo, del valor de la facturación conforme a la nueva metodología de la CRE. Durante cuatro meses se calcularán esos dos valores de la facturación eléctrica, y de esas dos facturaciones provendrán los dos precios medios. Se promediarían durante esos cuatro meses en las proporciones siguientes: el primer precio medio (actualización tendencial) representará 80%, 60%, 40% y 20%, respectivamente, esos cuatro meses de transición. El segundo precio medio (nueva metodología CRE) 20%, 40%, 60% y 80%, respectivamente, en esos mismos meses. Así las nuevas tarifas por categoría y división tarifaria provendrán de la agregación de las tarifas reguladas de transmisión, distribución, operación del CENACE, Servicios Conexos no Adquiridos en el mercado mayorista y operación de CFE-Suministro Básico. Se tomará en cuenta el costo de generación resultante del promedio de la transición aprobado por la CRE. Asimismo, instruye ajustar los diversos cargos que componen el costo de generación, de manera tal que el valor del precio medio que resulte de la facturación mediante la metodología CRE se nivele con el precio medio resultante de la ponderación aplicable los cuatro meses de la transición. Ya están publicados los diversos cargos tarifarios —regulados y no regulados— producto de esa nivelación para diciembre. Para cada una de las 12 categorías tarifarias aprobadas por la CRE (seis en Baja Tensión, cuatro en Media Tensión y dos en Alta Tensión). Y para cada una de las 17 divisiones tarifarias (regionales). Como la Metodología CRE lo indica, hay cargos fijos y variables; por capacidad y por energía. Cargos que, al menos explícitamente, no consideran los periodos horarios en que se consume la electricidad, es decir, base, intermedio y punta. Y cargos que, explícitamente, sí los consideran. Recordemos que los cargos por generación (que se ajustarán mensualmente) se determinan con base en la metodología, criterios y términos para Contratos Legados —establecidos con las empresas de generación de CFE— para el Suministro Básico, con Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas. Esta metodología reconoce los costos “eficientes” de tres tipos de centrales: térmicas, renovables y productores independientes de energía. La producción de las centrales inscritas en estos contratos deberá garantizar el abasto bajo responsabilidad del Suministrador Básico. Siempre —por cierto— sujeta a la llamada “Opción de Compra”. Según esta opción, el Suministrado puede preferir la adquisición de

energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista cuando el costo determinado por el precio marginal local sea menor que el de los contratos, determinado por los costos “eficientes”. Además, el seguimiento mensual de los componentes de ese costo de generación considerará la evolución de los seis cargos fijos y los dos cargos variables calculados para cada mes, entre los que el precio de los combustibles y los cargos de la infraestructura necesaria para su abasto son fundamentales.

Todo esto se describe en el Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para los tres tipos de centrales señalados. Estamos inmersos en una nueva situación tarifaria. Los cuatro meses de transición no hacen sino prepararla de una manera también nueva. Sus resultantes, como se puede comprender, las conoceremos con detalle en el transcurso del 2018. A sus resultantes habrá que atender.

SUBSIDIOS Y TARIFAS ELÉCTRICAS

Concluamos esta serie de reflexiones preliminares sobre el mercado eléctrico mayorista con unas breves cuentas sobre las nuevas tarifas del suministro básico. Legalmente deben permitir recoger los costos de todas las fases del proceso. Además, una rentabilidad razonable para CFE-Suministro Básico. A menos que —siempre hay algo— el Poder Ejecutivo decida (lo permite el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica) un mecanismo de determinación de tarifas y, consecuentemente, cargos tarifarios diversos a los que resultan de las metodologías determinadas y aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), según se indica en el acuerdo A/058/2017, dado a conocer el 23 de noviembre de 2017.

Son las tarifas que, con base en esa metodología, publicó la CRE en el Acuerdo A/061/2017 del pasado 29 de noviembre del 2017. Concentrémonos en el nivel de Baja Tensión. Para decirlo simplemente, me refiero a la electricidad suministrada desde el “transformador de la esquina” a la vivienda, al pequeño comercio, al pequeño taller, a la pequeña manufactura e, incluso, a ciertas zonas del alumbrado público y ciertos casos de riego agrícola. Lo hago sólo a manera de ejemplo. En rigor, habría que profundizar en las nuevas facturas de usuarios básicos suministrados en Media Tensión y en Alta Tensión. El ejemplo del sector residencial es significativo; muestra problemas que los usuarios irán experimentando. Se supone, lo asegura la CRE en la metodología, que las nuevas tarifas recuperan los costos del suministro. Son costos que consideran comportamiento histórico de las diversas fases de la industria en la CFE y que proponen factores de mejoría, incluso, que se actualizarán mes a mes para transmitir los cargos

o los créditos implicados en las variaciones que experimenten los elementos “cambiantes” del costo.

En el corto plazo, básicamente el costo de la generación; al interior de éste, las variaciones —hoy diarias— de los precios de los combustibles. ¡Vieja historia en CFE y en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público! Lo cierto es que desde febrero del 1992 se diseñó ese mecanismo de ajuste. Con autorización oficial se implantó y se mejoró poco a poco. Desde su diseño e implantación originales, se vinculó a las variaciones de los precios de los combustibles y de otros elementos del costo. Todavía en noviembre pasado se aplicó. Casi 25 años. La metodología de la CRE sigue un poco eso; digo un poco porque su esquema resulta más complicado y menos transparente al usuario. Véanse los numerales trigésimo séptimo a cuadragésimo segundo de la Metodología citada y compárese, para no ir más lejos, con el Mecanismo de Ajuste de la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC). Lo publicó recientemente la Secretaría de Hacienda en el Acuerdo 123/2017.

Pero vayamos al caso de las facturas de usuarios domésticos. ¿Cuál hubiera sido su factura de no aprobarse —en el marco del citado artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica— los cargos tarifarios vigentes del 1º de diciembre del 2017 al 31 de diciembre del 2018? Sólo a manera de ejemplo presento el caso de tres usuarios domésticos que consumen 125, 230 y 300 kilovatios-hora (kWh) en el centro de la Ciudad de México, en Guadalajara y en Monterrey. Calculemos primero los agregados de los componentes del precio final autorizados por la CRE para las regiones de distribución correspondientes a esas tres ciudades. Son los cargos de transmisión, distribución, operación del CENACE, operación del Suministrador Básico, servicios conexos que no se obtienen en el mercado eléctrico mayorista, de energía y de capacidad. Con base en los costos (ignoremos un poco el periodo de transición de cuatro meses), los usuarios con consumos de 125 kWh mensuales pagarían, respectivamente, en el centro de la Ciudad de México, en Guadalajara y en Monterrey, 217, 263 y 182 pesos. Los de 230 kWh de consumo mensual pagarían 324, 394 y 259 pesos. Y los consumidores de 300 kWh al mes pagarían 404, 498 y 321 pesos. En este nuevo esquema tarifario se acaba la desiderata tradicional de un servicio público con tarifas nacionales básicamente homogéneas; aunque no del todo, lo mantiene 13 meses el Decreto homogeneizador de Hacienda. ¡No es fácil eliminar subsidios! Menos en época de cambio presidencial. Lo cierto es, entonces, que en las tres regiones señaladas los consumidores de 125, 230 y 300 kWh mensuales pagarán —por decisión del Poder Ejecutivo Federal, admírese el usuario de alto consumo — 1 409, 1 314 y 1 295 pesos. Digo admírese porque, según la CRE, en términos de costos, la factura que correspondería a estos usuarios (DB2, es decir doméstica que se suministra en Baja

Tensión y de consumo mensual mayor a 150 kWh) es la que señalé un poco antes: 404, 498 y 321 pesos. O sea, según los usuarios DAC, pagarán en diciembre 1 409 pesos, 1 314 pesos y 1 295 pesos. Este pago supera, sin ninguna explicación, en 1 005, 816 y 974 pesos la tarifa determinada por costo. Cálculos similares pueden hacerse para otros usuarios. Lo cierto es que quienes reciben su suministro en Baja Tensión no deberían tener facturas que arrojaran precios medios diferentes a los domésticos, sean de Bajo o de Alto Consumo.

Salvo ciertas diferencias regionales de los costos vinculados a las Redes Generales de Distribución, no hay razón para que los precios medios de los usuarios suministrados en Baja Tensión sean muy diferentes entre sí. ¡Pues sí lo son! No presento otros ejemplos, pero es el caso de usuarios de pequeña y gran demanda en baja tensión (PDB y GDB) y de usuarios de riego agrícola y alumbrado también en baja tensión (RABT y APBT). Pero este cambio —incluida su transición de cuatro meses— muestra un diseño tarifario que, para decir lo menos, tiene fundamentos y efectos que no han sido explicados. Pero seguiremos atentos a lo que suceda.

TABLA 2
NUEVO ESQUEMA TARIFARIO

<i>Categoría tarifaria</i>	<i>Descripción</i>	<i>Tarifa anterior</i>
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran demanda en Media Tensión Horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran demanda en Media Tensión Ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego agrícola en Media Tensión	9M
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía (2017).

UNA REFLEXIÓN FINAL PRELIMINAR

Lo cierto es que nuestro tradicional servicio público de electricidad ya es historia. Y que el llamado nuevo modelo de industria eléctrica con fases com-

petitivas (generación y comercialización) y fases reguladas (transmisión, distribución y control) ha ingresado a una nueva etapa. No sólo por las severas transformaciones de los marcos constitucional, legal y reglamentario, también por la presentación de un nuevo esquema tarifario que desde diciembre del 2017 es determinando —como lo señala la Ley de la Industria Eléctrica— por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), prácticamente para todos los tradicionales usuarios del Sector Eléctrico Nacional (SEN).

Recordemos una vez más que el artículo 139, párrafo primero de la Ley de la Industria Eléctrica, señala que la Comisión Reguladora de Energía aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los suministradores de último recurso y las tarifas finales del suministro básico. Asimismo, en el mismo artículo 139, párrafo segundo, se establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales determinadas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de usuarios del suministro básico. Justamente en este marco, es preciso subrayar que “prácticamente todos” los usuarios tienen nuevas tarifas. Asimismo, los hoy llamados usuarios residenciales de bajo consumo (menos de 250 kilovatios-hora (kWh) de consumo al mes) y los usuarios de riego agrícola continúan disfrutando de tarifas subsidiadas determinadas —como lo indica la Ley— por el Ejecutivo Federal, en este caso por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. A decir de los últimos números oficiales sobre subsidio eléctrico publicados en los anexos de los informes presidenciales, se trata de no menos de 100 mil millones de pesos al año de subsidio para estos dos grupos de usuarios, los residenciales y los agrícolas.

No sabemos cuánto tiempo permanecerá este subsidio a estos dos tipos de usuarios, tampoco cuál es la evaluación oficial de la llamada fase de transición de cuatro meses de las nuevas tarifas determinadas por la CRE (diciembre de 2017 a marzo de 2018). No sabemos del futuro próximo de las empresas de generación de la Comisión Federal de Electricidad, fuertemente dependiente de la evolución —beneficiosa o perjudicial para las empresas y los usuarios— de los llamados Contratos Legados de suministro básico (contratos de cobertura en términos de la Ley). Asimismo de las nuevas generadoras que se desarrollan ya en el marco de la Ley, llamadas coloquialmente nuevos participantes del mercado eléctrico mayorista. De igual forma, del futuro próximo del denominado suministro básico, por lo pronto con el único operador a la Comisión Federal de Electricidad. Finalmente, del suministro calificado que hoy registra ya a una docena de empresas —entre ellas también la CFE— que pretenden abastecer a grandes usuarios industriales en condiciones de alta rentabilidad. En general se ha abierto un

proceso de transición y cambio que, sin duda, genera una gran incertidumbre sobre el futuro próximo. Y no sólo por la complejidad del nuevo marco que en breve tiempo se ha tratado de implantar, también por las opiniones y perspectivas que estas transformaciones le merecen al futuro gobierno.

POST-SCRIPTUM: EL FUTURO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Cambios constitucionales

La llamada reforma energética involucró modificaciones sustantivas a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución. Entre otras dos renunciaciones fundamentales: 1) a tener el control directo por parte de la Nación de los excedentes petroleros; 2) a concebir y operar el suministro eléctrico como un servicio público. Diría Perogrullo: “todo cambia con esos dos cambios”. Pues, bien, de ellos se derivó una serie extensa —muy extensa— de leyes, reglamentos, normas y manuales. Decir una veintena de documentos es decir poco. Sí, hoy dan vida a ese monstruo que ya observamos y vivimos cotidianamente. Ya son notorias, por cierto, algunas de las mentiras de impulsores y apologetas de esta reforma: baja de precios de gasolinas, diésel, gas licuado del petróleo, incluso de electricidad. Pero también es notoria la enorme complejidad —conceptual, normativa e institucional— que involucró esta reforma. En lo fundamental por la falsa urgencia con la que se impulsó, se aprobó y se instrumentó, pero también por la falta de preparación de instituciones y personas para implantarla con inteligencia y astucia. Pero también con prudencia. Múltiples ejemplos lo muestran, indico dos que deberemos profundizar próximamente: 1) la evolución reciente de la débil producción interna de gasolinas y la evolución de sus precios; 2) el volátil comportamiento de las tarifas de electricidad luego de la aplicación de un errático esquema. Al menos por estos dos problemas será necesaria una revisión imprescindible, que incluya la asignación de contratos petroleros; pero no sólo eso, también sobre el futuro de las refinerías y no sólo sobre el papel de las nuevas compañías petroleras en la comercialización de gasolinas y diésel, o de las nuevas compañías privadas que generarán electricidad. Debe contemplar a las empresas petroleras y eléctricas internacionales que ya llegaron, y no únicamente a comercializar destilados o a producir electricidad a partir de unas fuentes renovables que —al menos hasta antes de las reformas de diciembre del 2013— se consideraban de propiedad originaria nacional. Me refiero a los recursos naturales: agua, sol y viento, entre otros. Y a la propiedad también nacional de las rentas derivadas de su aprovechamiento. Pero esto ya cambió. De acuerdo con los nuevos térmi-

nos constitucionales es posible la inversión privada en prácticamente todas las fases de las industrias petrolera, incluso, y a pesar de todo, de la industria eléctrica y en general de todas las actividades energéticas.

Vayamos por partes para imaginar —así sea un poco— el futuro de esta reforma de acuerdo con las opciones de cambio presidencial. Primero, es cierto que en el artículo 25 constitucional todavía se indica que el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el gobierno federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado (nueva figura de 2013) que en su caso se establezcan. Asimismo —veamos por el momento lo petrolero—, que en el artículo 27 de la Constitución se ratifica que tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en el subsuelo la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible, y que no se otorgarán concesiones. Ya no se dice —como en el anterior texto constitucional— que no se otorgarán contratos ni que subsistirán los que en su caso se hayan otorgado, ni que la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.

Ahora el nuevo texto constitucional indica —párrafos sexto y séptimo de este nuevo artículo 27 de la Constitución del 20 de diciembre de 2013— que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación (*sic*), ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas, o —aquí el cambio de fondo— con particulares en los términos de la ley reglamentaria. Se profundiza esta nueva visión cuando se añade que para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos, las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. No obstante, aclara que en cualquier caso los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y que así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos, pero en el 28 ya no se indica —como antes— que son estratégicos el petróleo, los demás hidrocarburos y la petroquímica básica, de donde derivaba la exclusividad de la Nación, sin que pudiera ser calificada de monopolio. Se dice —en sustitución y únicamente— que es estratégica la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, precisamente los señalados. ¡Cambio radical!

Aquí es necesario recordar algo. Esto sólo puede ser revertido si el Congreso lo aprueba, mediante la Cámara de Diputados y el Senado, por el voto de las dos terceras partes de los presentes. Además, que también lo apruebe la mayoría absoluta (mitad más una) de las legislaturas de los estados. Cual-

quier formulación sobre la necesidad o la conveniencia de detener o echar para atrás la reforma energética, obliga a una reflexión asentada sobre sus límites y posibilidades. Incluso —hay que decirlo—, sobre los ámbitos específicos en los que podría o no convenir hacerlo. Pero esto lo veremos aún, sin duda.

Abatimiento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Se tienen grandes retos en el ámbito energético de México. Uno de los más importantes es el abatimiento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Las metas son muy ambiciosas: 30% de la llamada línea base (tendencial) en 2020. ¿Qué niveles de emisiones se asocian a esta línea tendencial? Al considerar los datos oficiales de 1990 a 2012 de la llamada Quinta estimación oficial de GEI de 2012 (que actualizó y recalculó el inventario nacional y a partir de él se indicaron las metas nacionales al inicio de este sexenio), la tasa media anual de crecimiento en 20 años sería de 1.4% al año. Implicaría para 2020 un volumen de emisiones de GEI del orden de 864 millones de toneladas equivalentes de CO₂. Y la meta de lograr una disminución de 30 supondría que el total de emisiones de GEI debería alcanzar, precisamente en 2020, un volumen ligeramente superior a 600 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Los datos más recientes (identificada como Sexta Comunicación) se publican en el nuevo *Inventario nacional de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero 2015*, que indican un total de emisiones en ese año del orden de 683 millones de toneladas de CO₂ equivalente. No son necesariamente comparables a los que sustentaron las metas señaladas antes por algunos cambios metodológicos. Estos mismos cambios obligaron a redefinir los datos históricos de la serie 1990 a 2015. Así, por ejemplo, en lugar de un total de 561 millones de toneladas para 1990, el nuevo dato histórico oficial es de 445 millones de toneladas. No obstante, el comportamiento histórico de 1990 en adelante es muy similar al de las anteriores series oficiales, la de la Quinta Comunicación. Por ello, bien podemos continuar en el análisis de metas con base en los datos de la Quinta Comunicación, la de 2012. En particular notemos que para 2050 se planteó lograr un abatimiento absoluto de emisiones del orden de 50% del valor histórico registrado en 2000. Es decir, la mitad de un total de 640 millones de toneladas, dato oficial del inventario nacional ligado a la Quinta Comunicación.

El cumplimiento de ambas metas —la del abatimiento de 30% de las emisiones tendenciales en 2020 y de un abatimiento de 50% de las emisiones registradas en 2000 para el año 2050— exige una disminución media anual de emisiones del orden de menos 2%. Es decir, las emisiones de cada

año deben ser no más del 98% de las emisiones del año anterior. Esta exigencia es especialmente fuerte para la actividad que concentra más de 60% de las emisiones, justamente el consumo de combustibles.

Dos sectores son especialmente responsables: el del transporte representa casi 40% de las emisiones vinculadas al consumo de combustibles; y el sector eléctrico, un tercio de las emisiones derivadas de ese consumo. El sector industrial participa con 15% más, y el 15% restante lo emiten el sector energía por su consumo propio y los sectores residencial, comercial y agrícola, también por su consumo de combustibles. ¿Quiénes, entonces, deberían desplegar mucho mayor esfuerzo para lograr el abatimiento de emisiones? Pues sin eximir a los menos responsables de sus obligaciones, es indudable que las actividades de consumo de combustibles. Y ahí —justamente en ellas— la del consumo de combustibles en el transporte y la del consumo de combustibles en el sector eléctrico. Las conclusiones que siguen son relativamente obvias. Sólo una producción de combustibles cada vez más limpios permitirá el abatimiento de emisiones de GEI formulado: combustibles limpios para el transporte y para la generación de electricidad. Pero —asimismo y acaso de mucho mayor importancia— sólo una modificación estructural y radical de los patrones y hábitos de transporte permitirá dicho cumplimiento. Similarmente, sólo una modificación radical de los patrones de generación y consumo de electricidad también hará posible ese cumplimiento; y nuevos hábitos sociales, personales y colectivos. ¡Van de por medio nuestra salud y nuestra vida!

Por ello, preguntarse por el futuro de la reforma energética es preguntarse sobre los nuevos marcos en los que deberán satisfacerse los requerimientos sociales de producción, comercialización y consumo de combustibles y de electricidad. Asimismo, sobre las formas alternativas de utilización y uso eficiente de las formas finales de energía. La reforma energética del sexenio de Enrique Peña Nieto sólo consideró algunos aspectos de forma limitada y, en muchas ocasiones, demagógica. Lo peor sería que un nuevo gobierno no lograra retomar de manera integral y global este asunto tan delicado para el país. Y que actuará en consecuencia. Sin duda.

Las finanzas de CFE

Veamos los últimos estados financieros hechos públicos por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) antes de la aprobación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad. Documentan una insuficiencia tarifaria superior a 100 mil millones de pesos, asunto muy delicado económica y socialmente. Lo sigue siendo en el marco de estas dos nuevas leyes del 11 de agosto de 2014 que norman el cambio

—el radical cambio— del artículo 27 de la Constitución, en que se abandonó el servicio público de electricidad. Correspondía exclusivamente a la nación —ordenaba la Constitución— generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tuviera por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgaban concesiones a los particulares. La nación debía aprovechar los bienes y recursos naturales que se requirieran para dichos fines. Mandato constitucional con dos aspectos esenciales: 1) Estado con monopolio del servicio público de electricidad, a decir de la ley, de la planeación del sistema eléctrico nacional; de la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y de la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento de ese sistema; 2) Estado con exclusividad para aprovechar —en concordancia con el 27 Constitucional— los recursos naturales: hidráulicos, geotérmicos, nucleares, eólicos y solares, entre otros, para ese servicio público. Así, rentas y beneficios extraordinarios derivados del aprovechamiento de esos recursos —como en los hidrocarburos asociados contablemente a los llamados derechos de extracción— eran propiedad de la nación. No se compartían, debían aprovecharse en el servicio público de electricidad, por ejemplo, las riquísimas cuencas del Grijalva, del Balsas y otras. Los bondadosos recursos geotérmicos de Cerro Prieto y Los Azufres, los recursos de uranio que nutrirían a la central nuclear de Laguna Verde, los recursos de zonas tan ricas en viento como el Istmo de Tehuantepec y, sin duda y a pesar de la polémica de los absurdos, los riquísimos recursos solares tan abundantes en nuestro país.

Sí, dos aspectos constitucionalmente vinculados: 1) exclusividad de la nación para el servicio público; 2) propiedad de la nación de los recursos naturales usados en ese servicio público y de sus rentas. Con las modificaciones legales de diciembre de 1992, los particulares penetraron más a la industria. En la generación, con los productores independientes de energía (PIE) y su contrato de entrega a CFE. Y ahí mismo, los permisionarios de las antiguas figuras de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, importación y usos propios, con la autorización legal de enviar su producción por medio de las redes públicas a cargas asociadas a sus centrales, bajo un contrato de porteo, aún hoy asimétrico en perjuicio de CFE, hecho nuevamente evidenciado con las actuales tarifas reguladas de transmisión y distribución. Sí, las preparadas por el organismo responsable hoy de la regulación eléctrica: la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Según el nuevo Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico (Prodesen 2018-2032), un sistema de generación de 75 mil 285 megavatios (MW) cuenta con 17.5% de PIE (básicamente ciclos combinados a gas natural de alta

eficiencia) y 21.6% de esas figuras antiguas que continúan aprovechando el porteo subsidiado. El resto a cargo de CFE, sus empresas de generación. El segundo transitorio de la LIE respetó las figuras de participación privada de la ley anterior, aunque les permite probar —por una única vez— la nueva forma de participación y entrar en el mercado eléctrico mayorista. La nueva arquitectura institucional —que sin duda debe ser evaluada rigurosamente por el nuevo gobierno— abrió la competencia en generación y comercialización, conservó el servicio público en transmisión y distribución, mantuvo el control mediante el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que, además, opera el mercado eléctrico mayorista (MEM). Asimismo, la planeación por conducto de la Secretaría de Energía (SENER), responsable del PRODESEN. Hay reglas del mercado (bases y disposiciones operativas) y 21 manuales, desde los de subastas a mediano y largo plazo, hasta el de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga. Incluidos, entre otros: registro y acreditación de participantes del mercado, mercado de energía a corto plazo, mercado para el balance de potencia, subastas de derechos financieros de transmisión, costos de oportunidad, pronósticos, estado de cuenta, facturación y pagos. Además, por cierto, el polémico manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW.

En este mundo tan complejo tenemos también nuevas tarifas que han experimentado un camino errático, por decir lo menos. Entre otras cosas por la incapacidad de instrumentar una transición transparente que permitiera aprovechar la experiencia histórica en tarifas e incorporar, gradualmente, los nuevos esquemas de reconocimiento y asignación de costos. ¿Qué hará el nuevo gobierno? ¡No es fácil saberlo! Lo cierto es que la noble industria eléctrica y su honorable servicio público requieren una revisión cuidadosa. Sólo menciono que aún en el ámbito internacional esto se sugiere con insistencia. La bibliografía especializada abunda en reflexiones sobre lo que llaman reformas a las reformas en la industria eléctrica. Lo veremos.

Un sector eléctrico de futuro

A la brevedad, el nuevo gobierno debe atender los puntos delicados del sector eléctrico: retomar las propuestas esenciales presentadas a la nación y establecer una renovada estrategia de mediano y largo plazos para atender los requerimientos de electricidad. Ahí, retomar una tradición nacional abandonada burocráticamente. El suministro de electricidad es un servicio público, no sólo —visión miope— un espacio más de obtención de ganancias y rentas. Prestar un servicio público obliga —como en ningún caso— a una actuación técnica, económica y financiera rigurosa y escrupulosa. Sin

consulta, los partidos del Pacto por México lo echaron por la borda. ¡Qué se reabra la discusión frente a la nación! No para echar todo atrás, sí para discernir con astucia y prudencia esa nueva estrategia de impulso a nuestro sector eléctrico. ¡Con tantos problemas y tan urgido de renovada visión! Y en ese contexto, plantear las modificaciones normativas, legales, organizativas e institucionales que le den nuevo brío, como nuevo brío deben darle el grupo de personas —capaces, experimentadas, escrupulosas y honestas— que asuman la responsabilidad de conducir este renovado esfuerzo social. La población demanda energía eléctrica de calidad, limpia y al menor precio. Se exige trascender la impronta autoritaria de este sexenio y animar a trabajadores, técnicos, administradores, nuevos directivos, académicos y organizaciones de la sociedad —incluyendo consumidores— a impulsar su transformación para cumplir los compromisos con la población y los internacionales de energías limpias y abatimiento de emisiones de gases de efecto invernadero. Y no olvidemos un asunto de máxima importancia y urgencia: iniciar la revisión de los acuerdos de las compañías eléctricas con las comunidades para explotar en sus tierras la riqueza hidráulica, geotérmica, eólica y solar, en general, la riqueza natural. Ésta pertenece originariamente a la nación, aún reza el debilitado artículo 27 de la Constitución. Lo respaldan los también debilitados 25 y 28 constitucionales. ¡Las comunidades deben ser escuchadas y atendidas! Asimismo, atender las urgencias que se desprenden de informes técnicos y financieros de la Comisión Federal de Electricidad, del Centro Nacional de Control de Energía, de la debilitada Secretaría de Energía y la controvertida Comisión Reguladora de Energía.

El nuevo gobierno no puede ni debe correr el riesgo de que haya apagones. Es imprescindible consultar a la brevedad a los técnicos especializados sobre la mayor o menor necesidad de impulsar un programa de emergencia que permita superar riesgos. Ya no sólo de alertas, emergencias y disturbios en el suministro, ocasionados —a decir oficial— por congestión de transmisión, pérdidas de generación, indisponibilidad de gas natural, obsolescencia y falta de infraestructura de distribución, sino también los derivados de la evolución de costos y tarifas, y de posibles quiebres financieros por el desbalance crónico egreso-ingresos, en el que el subsidio y la forma de financiarlo juegan un papel fundamental. Son puntos que deben ser objeto de análisis inmediato por quienes vayan a asumir la responsabilidad de conducir a los organismos y empresas del sector, y por los nuevos responsables de la hacienda pública. Unos y otros deben comprender a la brevedad la dinámica reciente y las perspectivas del sector eléctrico. ¡Por el bien de la población que demanda un cambio!