



ESTUDIO DE TARIFAS ELÉCTRICAS QUE AMPARA EL CONTRATO SC/01/08

PRÓLOGO

Junio 2011

INTRODUCCIÓN

El hecho de que el estudio de costos y de demanda que sustenta al esquema tarifario vigente del sector eléctrico nacional data de 1996, dieron lugar a que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) consideraran necesario realizar un análisis tarifario de mayor alcance. Tal análisis debía comprender no sólo los costos de suministro, sino también su asignación y, por ende, debía estudiar los elementos que definen el nivel de las tarifas y su estructura. La conducción de este análisis fue encomendada a la CRE, órgano que contrató a Mercados Energéticos Consultores, S. C., (el Consultor) para la ejecución correspondiente, dado el alcance y complejidad del proyecto. Los servicios de consultoría se desarrollaron entre el 5 de noviembre de 2008 y el 30 de mayo de 2010 (el Estudio de Tarifas). Durante este periodo, el Consultor analizó un cuantioso volumen de información que fue provisto por CFE con carácter de confidencial. Después de la última fecha y hasta el 1° de junio de 2011, la CRE se ha dedicado a discutir con el Consultor las conclusiones del análisis de manera pormenorizada y a sistematizar la información de los perfiles de demanda de usuarios residenciales que la CFE continuó presentando. La versión final del Estudio de Tarifas consiste de 58 reportes entregados por el Consultor, mismos que son prologados por este documento.

La premisa fundamental de la revisión tarifaria fue que el valor de cada tarifa debía reflejar el costo eficiente de la prestación del servicio asociado. Este principio no sólo debía aplicar a nivel general en la lista de tarifas sino para cada grupo tarifario individual y a lo largo de los distintos segmentos de la cadena del suministro eléctrico. De esta manera se buscó:

- Contar con una estimación del costo global de la prestación del servicio en las actuales condiciones de operación.
- Atribuir a cada categoría tarifaria los costos causados por los usuarios pertenecientes a la categoría correspondiente.
- Determinar la manera en que los costos deben ser recuperados de manera efectiva en cada categoría.

Bajo esta lógica, el Estudio de Tarifas comprendió las fases que típicamente se siguen en una revisión tarifaria:

- Se definió un *periodo base (test period)* para el cual se determinó un requerimiento de ingresos asociado a la actividad regulada, en este caso el suministro eléctrico.
- Se asignó el requerimiento de ingresos bajo el principio ya referido de atribuir a cada grupo tarifario aquellos costos directamente relacionados con la prestación del servicio, para lo cual fue preciso clasificar los costos de acuerdo a su funcionalidad y caracterizar a la demanda.
- Se diseñó un esquema tarifario simple, inteligible y aceptable para los usuarios, que comprende una configuración de cargos por capacidad, cargos fijos y cargos variables que permita lograr la recuperación del requerimiento de ingresos asignado a cada categoría tarifaria y la consecuente recolección del total del requerimiento de ingresos del suministrador.

En cada una de estas fases existen diferentes enfoques sobre qué elementos incluir, cuáles criterios utilizar o cómo se deben buscar ciertos objetivos de política pública. Tales diferencias de enfoque obedecen a las particularidades del esquema regulatorio que norman a cada industria. No obstante lo anterior, la práctica generalizada en la regulación de empresas eléctricas es ligar las tarifas a los costos. Claramente esta práctica difiere de la manera en que se han fijado algunas categorías tarifarias pues, a manera de ejemplo, consideraciones de temperatura, en el caso de tarifas domésticas, o de uso final de la energía, en el caso del riego agrícola, no intervienen en la estimación, funcionalización y clasificación de costos. Por tanto, una aportación importante del Estudio de Tarifas es que la metodología que aplica permite obtener tarifas que envían señales económicas libres de las distorsiones imperantes.

El Estudio de Tarifas ejemplifica la manera en que se pueden identificar dentro de la CFE áreas de oportunidad en los costos de operación y en las pérdidas no técnicas. En la medición de estas “ineficiencias” se pueden contrastar datos del suministrador con aquellos pertenecientes a industrias similares en otros países o bien considerar a la misma CFE como un conglomerado de unidades productivas y comparar sus correspondientes desempeños.

Es importante aclarar que en este caso, el tipo de ejercicios aplicados y las recomendaciones del Consultor son sólo una muestra de lo que se puede hacer en el campo de la regulación basada en desempeño. Las variables, datos, muestras seleccionadas, técnicas econométricas e interpretaciones conllevan elementos de subjetividad y, por lo tanto, los resultados del estudio, aunque son una muy buena primera aproximación del nivel de eficiencia operativa de CFE, pueden variar dependiendo de los supuestos que se hagan y las técnicas econométricas que se apliquen. Datos de referencia de otro lugar o de otro tiempo, la aplicación de otras técnicas de medición y la elección de otros indicadores de desempeño conducirían a conclusiones diferentes. A pesar de su subjetividad inherente, los ejercicios de *benchmarking* suelen atenuar la asimetría de información en el marco de “agente-principal” presente en las industrias reguladas.

En otro orden de ideas, un tema recurrente en la discusión pública y de gran alcance en la población en general es el de los subsidios en la tarifa eléctrica. Por una parte, existen múltiples diagnósticos sobre el actual sistema de subsidios que dan cuenta de lo oneroso que resultan para las finanzas públicas y los efectos perversos que generan al incentivar un consumo ineficiente. Por otra parte, distintas voces reclaman la extensión de este tipo de beneficios hacia otros sectores de la población.

Es precisamente el tema de los subsidios el que detonó indirectamente el Estudio de Tarifas. Por ello, el Consultor abordó de manera intensiva el tema y analizó el mecanismo de subsidios implícito en las tarifas vigentes en cuanto a su efectividad como instrumento redistributivo. Sus conclusiones coincidieron en lo general con otros trabajos técnicos: el grueso de los subsidios no ha beneficiado principalmente a los sectores económicamente más vulnerables. Lo inédito de estas conclusiones es que tienen como origen una lista de tarifas basadas en costos marginales por lo que las distorsiones en términos de eficiencia de asignación pueden medirse explícitamente. Otro de los temas que generan polémica y sobre los cuales el Consultor se manifestó, tiene que ver con los efectos negativos de subvencionar el costo del suministro eléctrico, pues ello ha inflado indebidamente la demanda y ha generado sobrecostos al sistema eléctrico en su conjunto. Finalmente, el Consultor reafirmó lo planteado como prescripción en otros diagnósticos: es fundamental implantar un régimen de tarifas basadas en costos eficientes y el impacto de dicho cambio en los usuarios vulnerables debe mitigarse con un sistema de apoyos directos.

Dicho todo lo anterior, es importante subrayar que el Estudio de Tarifas es meramente un instrumento de análisis que puede servir de punto de partida para la toma de decisiones futuras o como base para la implementación de diversas políticas públicas relacionadas con el sector eléctrico. Aunque es integral porque cubre adecuadamente los aspectos a tomar en cuenta en un proceso de revisión tarifaria y propone una metodología articulada y sustentada en la teoría y la práctica regulatorias, es claro que las tarifas obtenidas no son el resultado de un proceso de fijación de tarifas conforme al marco jurídico vigente. En este sentido, las tarifas calculadas por el Consultor deben ser interpretadas como “salidas” o “productos” resultantes de aplicar datos económicos y operativos del mercado eléctrico como “insumos” a un modelo constituido por un conjunto particular de criterios, supuestos, relaciones funcionales y métodos de cálculo. Por lo tanto, los valores resultantes no deben ser percibidos como sustitutos plausibles de las tarifas vigentes; incluso no deben ser vistos como valores esperados o metas a alcanzar en un horizonte determinado. La relevancia del Estudio de Tarifas radica en su carácter de referente metodológico para futuros procesos formales de revisión.

METODOLOGÍAS DE COSTEO

En el proceso de determinar la estructura de una tarifa basada en costos existen dos enfoques aceptados comúnmente: el de Costos Empotrados (*Embedded costs*) y el de Costos Marginales.

El primero parte de costos contables y por tanto es un enfoque retrospectivo: toma como referencias válidas para proyectar costos a aquellos registros confiables asociados a un *periodo base* típico. Los costos estimados dependen de las cuentas asociadas a cada planta o unidad de creación de valor. La asignación de estos costos hacia cada grupo de usuarios parte del principio de “causalidad”. Los costos fijos se distribuyen conforme a la participación de los usuarios en la utilización pico del sistema para determinar un “carga por demanda”; los costos variables se dividen entre el nivel de utilización esperado para determinar un “carga por uso”; finalmente aquellos costos que no dependen directamente del nivel de utilización del sistema pero sí del número de usuarios se asocian con un “carga fijo” que cada usuario debe pagar independientemente del impacto que su comportamiento tiene en la utilización del sistema. La funcionalización y clasificación de costos que soporta este enfoque debe ser auditable en cualquier momento. Los costos de producción anteriores conforman un requerimiento de ingresos que debe ser recuperado a través del cobro de tarifas aplicadas al perfil de demanda de cada grupo de usuarios.

El segundo enfoque se basa en los principios de mercado competitivo, específicamente en la idea de que, en el equilibrio, la disposición de los consumidores a pagar por la unidad marginal de un bien o servicio es igual al costo marginal de producir dicha unidad marginal. Cuando el precio de los bienes o servicios se determina bajo este principio, éstos se asignan entre los diferentes consumidores de manera eficiente.¹ El sustento de este enfoque radica en la aspiración de lograr dicha eficiencia asignativa con tarifas equivalentes al costo marginal calculado a partir de un nivel de producción igual a la demanda de un *periodo base*. Por su

¹ La idea de determinar tarifas eléctricas de acuerdo a su costo marginal surge de manera simultánea al desarrollo del sector eléctrico. En la última década del siglo XIX, dos ingenieros, Alfred Gibbings y W.S. Barstow, abogaban por tarifas horarias porque estas reflejan las diferencias en costos marginales y reconocían la conexión entre tarifas diferenciadas, utilización de la capacidad y costos promedio. En los años veinte del siglo XX, el economista George Watkins escribió el libro, *Electric Rates*, dedicado en exclusiva al tema de preciar la electricidad y planteaba la necesidad de cobrar tarifas horarias para mejorar el factor de carga de los sistemas, aumentar el consumo en periodos no pico, hacer mejor uso de las instalaciones y reducir el costo promedio de la electricidad. En 1930, Harold Hotelling publica uno de sus trabajos clásicos, *The General Welfare in Relation to Taxation and of Railway and Utility Rates*; en este trabajo, Hotelling hace un especial énfasis en la importancia del concepto de costo marginal como guía para preciar servicios y para conseguir el uso eficiente de los recursos. En fechas más recientes, la aceptación que ha tenido la doctrina de preciar el servicio eléctrico al valor de su costo marginal se debe en buena medida a la influencia conseguida por los trabajos de Alfred E. Kahn y William Vickrey.

naturaleza, los estudios de costos marginales son ejercicios hipotéticos, consecuentemente no verificables en registros contables. Debido a que suelen tomar como periodo base uno en el que la demanda coincide con la capacidad existente, estos estudios tienden a ser prospectivos.²

Ambos enfoques tienen sus méritos y sus limitaciones. La elección por uno de ellos debe tomar en cuenta la calidad y precisión de la información contable; las habilidades y recursos tecnológicos disponibles para estimar costos marginales; la incertidumbre relativa a costos futuros y cambios tecnológicos que afecten a los mismos; y los objetivos de política pública.

ESTUDIOS DE COSTOS MARGINALES

Una distinción fundamental que debe hacerse alrededor de la idea de costo marginal es la diferenciación entre corto y largo plazo. Conceptualmente, los costos marginales de largo plazo son aquellos costos de suministrar una unidad adicional de energía cuando todos los factores de producción (*i. e.*, tecnología, infraestructura, acervo de combustible, personal, etc.) pueden ser cambiados para alcanzar la producción de costo mínimo. En cambio, los de corto plazo son los costos de suministrar una unidad de energía cuando algunos factores de producción, generalmente capacidad de generación y redes, están fijos. Si la carga se incrementa súbitamente, el costo marginal de corto plazo podría ser alto o bajo en la medida en que la capacidad de generación instalada sea insuficiente u holgada. En este sentido, una tarifa basada en costos marginales de corto plazo no considerará costos de capital, ni aquellos costos operativos que no dependan del nivel de utilización del sistema pues éstos tendrán el carácter de fijo. Esta diferencia tiene importantes implicaciones de carácter regulatorio especialmente en lo que se refiere a la sustentabilidad financiera del sistema derivada de la recuperación de costos fijos, a la forma en que deben ocurrir las expansiones del sistema y a la razonabilidad de las inversiones relacionadas con la confiabilidad. Claramente una revisión integral de tarifas debe incluir la recuperación de costos fijos.

En la teoría económica de determinación de precios, cuando el sistema de una empresa está óptimamente diseñado (la infraestructura de la empresa eléctrica satisface las necesidades de los consumidores al menor costo total) los costos marginales de corto y largo plazo son iguales. En la realidad, la optimalidad es una condición que difícilmente se logra. Sin embargo, la aplicación de un análisis de Costos Marginales supone una situación *proxy* de coincidencia entre el largo y el corto plazo y, bajo esta lógica de optimalidad hipotética, los costos marginales se estiman en un escenario en el que la capacidad del sistema eléctrico coincide con la demanda (sea ésta observada o proyectada). A partir de un escenario como éste, en el que se dice que el sistema está adaptado a la demanda, el costo adicional de producir un ligero incremento en la cantidad ofrecida mediante una mayor utilización de la capacidad instalada deberá ser igual que el costo adicional de producir el mismo incremento en la cantidad ofrecida mediante un incremento en la capacidad instalada. Dicho de otra forma, en el tamaño óptimo de planta, el cambio marginal en costos de operación es equivalente al cambio marginal en el costo de inversión en capacidad de planta.

Una vez aceptado el principio de costo marginal de largo plazo en la determinación de tarifas, falta definir la forma de medirlo y los datos a utilizar. Para la medición del costo deben resolverse cuestiones tales como la especificación del horizonte de planificación, el tamaño y duración de los escalones de demanda a abastecer que servirán de base de cálculo, el tratamiento de los costos comunes presentes en el sistema, los costos operativos unitarios, el costo del capital, los efectos intangibles en la calidad del servicio, el margen de reserva del sistema, el pronóstico de demanda a atender y el perfil de carga de los usuarios a considerar.

El Consultor optó por tomar como supuestos aquellos parámetros implícitos en la práctica seguida por la CFE en la planificación de su sistema. Bajo esta línea de acción, el Consultor revisó la validez y razonabilidad de dichos parámetros. Asimismo aprovechó los modelos de optimización utilizados por la CFE como base metodológica de estimación de los costos marginales.

La metodología de Costos Marginales aplicada por el Consultor buscó obtener estimaciones de las variables siguientes:

- El Costo Marginal de Generación (CMgG) y sus dos componentes: el componente de confiabilidad relacionado con la potencia demandada del sistema, conocido como Costo Marginal de Capacidad (CMgC) y el de producción de energía, conocido como Costo Marginal de Energía (CMgE).³
- El Costo Marginal de Transmisión (CMgT) y el Costo Marginal de Distribución (CmgD), ambos asociados a las redes de transmisión y distribución, respectivamente.

Los costos marginales de las redes y el CMgC son variables que están asociadas con la confiabilidad del sistema y en conjunto conforman al Costo Marginal de la Demanda, mismo que sirve de base de cálculo para determinar los cargos por demanda. Análogamente, el CMgE sirve para calcular los cargos por energía. De esta manera es posible diseñar tarifas en dos partes⁴ que

² En tal caso se dice que el sistema está adaptado a la demanda.

³ El Costo Marginal de Generación también se conoce como Costo Marginal de Producción.

⁴ Two-part tariff.

permiten, en teoría, aproximarse a la “optimalidad” de tener un precio igual al costo marginal cuando existen restricciones de medición del consumo a lo largo del tiempo. Sin embargo, el cargo por capacidad puede ser de tal tamaño que algunos usuarios pueden quedar excluidos. Para facilitar el acceso, un estudio de Costos Marginales incluye la dimensión temporal en la estimación de los costos marginales de manera que sea posible distinguir al horario “pico” de los horarios “no-pico”. Para lograr estimar las diferencias en costos entre estos dos horarios, es necesario tener una aproximación de la curva de carga de los diferentes grupos de usuarios de manera que sea posible plantear en un modelo matemático cuánto cuesta atender la demanda en diferentes momentos del día. La integración de estos elementos permite calcular tarifas multidimensionales (que dependen de la cantidad demandada y el tiempo) que permitan recuperar ingresos para cubrir efectivamente los costos marginales, construir métodos de asignación de costos eficientes y diseñar una lista de tarifas que permite un acceso al servicio con señales económicas adecuadas.⁵

COSTO MARGINAL DE CAPACIDAD

En la mayoría de los sistemas eléctricos, la agregación de nuevas plantas de generación está abocada a satisfacer los requerimientos de confiabilidad de sus clientes. Estas instalaciones deben ser capaces de satisfacer la demanda de todo el sistema con reservas suficientes para tener cierta cobertura en el caso de que ocurran interrupciones programadas o inesperadas en algunas unidades de generación. Los planificadores del sistema pueden emplear criterios determinísticos, como estándares de margen de reserva arriba del pronóstico de la demanda pico, o criterios estocásticos, como umbrales para la probabilidad de pérdida de carga (no más de una interrupción en un lapso determinado). Bajo cualquiera de los enfoques anteriores, dichos estándares reflejan implícitamente la valuación de los consumidores sobre la confiabilidad del sistema. La confiabilidad tiene un valor porque los consumidores incurren en costos de escasez a causa de una interrupción del suministro eléctrico: pérdidas directas, indirectas, intangibles, de mitigación, etc. Así, el nivel de confiabilidad debe responder a un adecuado balance entre el costo de mejorar la confiabilidad a través de incrementar en una unidad la capacidad del sistema (CMgC) y la valuación de dicha confiabilidad medida con el costo de escasez o de energía no suministrada.

Con relación a los criterios determinísticos, en México, el margen de reserva es un parámetro determinado en la planificación centralizada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) propuesto por la CFE y autorizado por la SENER, con fundamento en los artículos 4, 5 y 6 de la LSPEE. Bajo esta lógica, el Estudio de Tarifas parte de un margen de reserva que se define como la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del SEN y la demanda máxima coincidente del mismo, expresado como porcentaje de la demanda máxima.

Las dos metodologías de mayor difusión para determinar los CMgC son el Método de Aplazamiento de Planta Puntera (PDM por sus siglas en inglés⁶) y el Método de Planes de Expansión de Generación (GRPEM⁷).

El PDM calcula el costo marginal como la anualidad asociada a amortizar una unidad pico de combustión o turbina de gas (o alguna otra unidad construida solamente para aumentar la capacidad en punta). Las unidades de generación pico tienen un costo de capital relativamente bajo y costos de combustible relativamente altos, y son generalmente utilizadas sólo unas pocas horas al año. Dado que estas unidades habitualmente son agregadas para satisfacer los requerimientos de capacidad, sus costos proveen una medida del costo de satisfacer las necesidades de capacidad adicional. Esta visión es válida aún en el caso en que una empresa eléctrica integrada no tiene planes de agregar unidades pico para satisfacer sus necesidades de confiabilidad y decide que su inversión incremental se realice en una unidad para la carga base. En este caso puede interpretarse que el sobre costo de capital de esta unidad “base” respecto a una unidad “puntera” compensa el ahorro en los costos de operación. El método del pico diferido mide el costo marginal de largo plazo, dado que determina el costo marginal de capacidad al agregar nueva infraestructura para satisfacer solamente un incremento en la carga, sin considerar si el sistema existente de la empresa está óptimamente diseñado.⁸

El método GRPEM utiliza los planes de expansión del parque de generación para elaborar ejercicios de sensibilidad con cambios incrementales o decrementales en la carga y medir el impacto consecuente en costos. La medición de los cambios puede realizarse a través de modelos de optimización que representan la red del sistema eléctrico o mediante un enfoque econométrico. En cualquier caso, se requiere información detallada acerca de los costos operativos y de inversión relativos a la tecnología disponible para atender el cambio en demanda y la respectiva holgura por confiabilidad.

⁵ Este tipo de esquemas está basado en la teoría de tarifas no lineales por uso en el tiempo (Time-of-use Tariffs o Wright Tariffs).

⁶ En inglés *Peaker Deferral Method*.

⁷ En inglés *Generation Resource Plan Expansión Method*.

⁸ El cómputo del método del pico diferido consiste en tomar la diferencia entre el valor presente del costo de agregar una unidad pico en un año base y el valor presente del costo de agregar dicha unidad pico un año después.

Para el Estudio de Tarifas, el Consultor obtuvo elementos de juicio a partir de ambos enfoques. De esta manera no sólo estimó el costo del diferimiento de una unidad turbo generadora a gas natural con potencia en el rango de 150 MW a 250 MW sino que también revisó los criterios de planificación que utiliza CFE para determinar su proyección óptima de generación. En su opinión, la CFE ha utilizado parámetros y métodos de cálculo razonables en términos generales, aunque algunos aspectos son susceptibles de mejora o de ajuste, debido a que no están alineados a objetivos de regulación económica, puesto que el marco jurídico vigente no se los impone a esa entidad. De acuerdo a la mejor información disponible y con las consideraciones mencionadas, el Consultor estimó que el CMgC del Sistema Nacional Interconectado es de 7.68 USD/kW-mes.⁹

COSTO MARGINAL DE ENERGÍA

El CMgE mide el cambio en los costos operativos del sistema de generación ante un cambio en la demanda. Los CMgE comprenden los costos incrementales de combustible o de compra de energía proveniente de la interconexión con otros sistemas; los costos financieros asociados a cambios en el inventario de combustibles comprometido debidos a modificaciones en el despacho eléctrico motivadas por la demanda marginal y los diferenciales en los gastos variables de operación y mantenimiento de las plantas ocasionados por un ligero incremento en el consumo. Los costos marginales de energía varían entre los grupos de consumidores como resultado de diferencias en la cantidad de pérdidas de energía entre el nivel de generación y el punto en el sistema de transmisión o distribución en el que la electricidad es provista al consumidor. Idealmente, las pérdidas de energía deberían ser diferenciadas en el tiempo y reflejar las pérdidas incrementales asociadas con un cambio en el uso del consumidor, más que las pérdidas promedio, aunque las pérdidas incrementales son difíciles de medir y raras veces están disponibles.¹⁰

De acuerdo a la mejor información disponible y con las consideraciones mencionadas, el Consultor estimó que el CMgE del Sistema Nacional Interconectado valía 66.44 USD/MWh, de manera tal que al considerar conjuntamente los dos componentes, el CMgG equivaldría a 73.34 USD/MWh.¹¹

El comportamiento de los sistemas eléctricos hace que el CMgG sea diferenciado durante el curso de un día o a través de las diferentes temporadas del año. El CMgG tiende a ser más alto durante los periodos de carga pico cuando las unidades generadoras con los costos de operación más grandes están produciendo y cuando el riesgo de restricción de carga o interrupciones es mayor. Teóricamente sería posible repetir el ejercicio de estimar un costo para un usuario marginal en cada hora del día y cada día del año; sin embargo, la complejidad de este cálculo y las variantes en los supuestos de localización y caracterización del usuario marginal hacen impráctica tal aproximación. La solución comúnmente utilizada es partir del CMgG del sistema y sus diferentes componentes y asignar proporciones de los mismos a periodos de costo predefinidos (base, intermedio y punta) con base en la responsabilidad en el costo. En esta lógica, las asignaciones se realizan a partir de la curva de Bary o de acuerdo a criterios probabilísticos asociados a la ocurrencia de una interrupción de la carga (loss of load probability). Esta asignación de costos es el elemento esencial en la construcción de tarifas diferenciadas en el tiempo.

En el caso del Estudio de Tarifas se optó por utilizar la curva de Bary como soporte para la asignación del CMgE en los diferentes periodos de costo. Bajo el concepto de responsabilidad, los costos se asignaron sobre la base de los patrones de consumo y la participación atribuible a los grupos de usuarios determinados. Con el propósito de entender mejor los patrones de consumo, el Estudio de Tarifas comprendió el diseño, implementación y procesamiento de una campaña de medición de los perfiles de carga de los usuarios del servicio eléctrico mediante 1575 medidores horarios. Este estudio teórico permitió caracterizar la demanda de la CFE a nivel regional, con base en las categorías tarifarias vigentes.

COSTO MARGINAL DE LAS REDES

La inversión en infraestructura de transmisión puede parecer abrupta o discontinua en relación con los requerimientos de capacidad. Matemáticamente esta característica plantea dificultades para calcular un costo marginal pues una función de costos con múltiples discontinuidades a lo largo de su dominio difícilmente puede servir para proveer la noción de cambio marginal. En la práctica, en estudios de Costo Marginal, se toma como *proxy* del costo marginal un costo incremental calculado a través del efecto acumulado de los cambios en capacidad, en uso real de la red y en costos de transmisión. Lo anterior equivale a suponer que la función de costos es lineal y que la relación estimada medida a través de la pendiente puede tomarse como válida para los incrementos en carga previstos en el *periodo base*. Así, el problema se traduce en estimar dicha recta, identificar las inversiones realizadas efectivamente con un aumento de capacidad y tomar como costo de la expansión, el valor anualizado de las inversiones y de la respectiva operación.

⁹ Debido a su aislamiento, en el caso del sistema de Baja California Sur el CMgC se estimó en 9.19 USD/kW-mes.

¹⁰ Las pérdidas de energía tienden a incrementarse conforme la electricidad es transformada a voltajes sucesivamente menores, de tal manera que las mayores pérdidas de energía (y, por tanto, los costos marginales de energía) son para los grupos de clientes suministrados a menor voltaje.

¹¹ En el caso de Baja California Sur el valor estimado del CMgE fue de 133 USD/MWh y el CMgG alcanzó 148.50 USD/MWh.

De acuerdo a la mejor información disponible y con las consideraciones mencionadas, el Consultor estimó que el CMgT del Sistema Nacional Interconectado valía para el segmento de transmisión 3.58 USD/kW-mes y para el segmento de subtransmisión 4.05 USD/kW-mes.

En cuanto al segmento de distribución, la mayoría de los analistas coinciden en que el equipo de distribución que sirve únicamente a usuarios individuales o a clases específicas de usuarios se puede asignar directamente al usuario en lugar de relacionarlo con la demanda. El equipo de conexión del usuario (medidor y los cables de la acometida) es generalmente funcionalizado como un costo por servicio en lugar de imputarlo a los costos de distribución. En ocasiones es posible que aguas arriba del equipo de conexión de los usuarios existan costos de distribución que son clasificados como relacionados con el usuario. Algunos reguladores clasifican a los transformadores como relacionados a los usuarios y asignan el costo con base en un factor de carga promedio, a pesar de que en la realidad este equipo no es utilizado para servir a usuarios individuales. En el caso de grandes usuarios, los medidores, los servicios y los transformadores son directamente asignables a ellos. El debate sobre la diferenciación de los equipos utilizados en forma conjunta y de manera individual dificulta identificar la frontera de lo que deben entenderse como costos de distribución. En el margen, debe existir una simetría entre el costo de agregar un usuario y el costo no incurrido al perderlo. Si el costo marginal de distribución se describe como el costo de agregar a un usuario solamente, pero no a la energía que fluye en el sistema, no hay ninguna razón para agregar más líneas de distribución que sirven a usuarios colectivamente o para aumentar la inversión óptima en las líneas que sirven la carga combinada de todos los usuarios. Por lo tanto, el costo marginal de los usuarios del sistema de distribución utilizado en forma conjunta es cero. Claramente, las consecuencias de tal conclusión no son aplicables para estudios tarifarios.

Una forma de resolver esta situación es utilizar el método de costo incremental de desarrollo de las redes de distribución basado en la *Ley de la Cantidad de Obras*. Este método tiene su principal ventaja en el hecho de no necesitar hipótesis alguna sobre la adición de instalaciones específicas para expandir las redes en respuesta a un dado incremento futuro de demanda. Su fundamento está en suponer que en el corto y mediano plazo (el del horizonte de aplicación de un cálculo tarifario) las tendencias de desarrollo de las redes se conservan, pues estas tendencias están determinadas por patrones estructurales que capturan en sí mismos toda la complejidad de un área de servicio específica (urbanización, topografía, clima, etc.). Otra virtud del método es su simple implementación y adaptabilidad a las condiciones de información disponible dada su naturaleza agregada.

De acuerdo a la mejor información disponible y con las consideraciones mencionadas, el Consultor estimó que el CMgD del Sistema Nacional Interconectado en sus distintas regiones tarifarias se encontraba entre 50.90 USD/kW-año y 99.60 USD/kW-año en media tensión (MT) y entre 50.20 USD/kW-año y 80.20 USD/kW-año en baja tensión (BT).

DISEÑO TARIFARIO

Una vez definido el requerimiento de ingresos, el diseño de tarifas se avoca a lograr una lista de tarifas que logre la recuperación de costos del servicio eléctrico y al mismo tiempo balancee el riesgo del prestador del servicio con la protección al cliente de posibles sobrecargos fuera de su responsabilidad. Las tarifas no necesariamente son precios lineales. Su configuración de cargos permite desarrollar formas de recuperar los costos fijos y variables de manera oportuna. Sin embargo, los precios no lineales pueden ser complejos y, por tanto, de difícil entendimiento para los usuarios e incluso para cierto personal de las mismas empresas. Con esta perspectiva, el objetivo crucial de recuperación de costos no es el único en el diseño tarifario pues se deben considerar otros factores en la fijación de tarifas “razonables”. El diseño tarifario no ocurre en un vacío: hay una tipificación o estandarización de los usuarios, están las necesidades de los clientes, las expectativas respecto a su factor de carga y las restricciones relacionadas con la medición de dichas cargas. Todos estos elementos merecen ser considerados en conjunto de manera que no ocurran diferencias abismales entre las denominaciones de los cargos o que se establezcan señales económicas inadecuadas. Cambiar una o varias categorías tarifarias de manera desproporcional puede impactar seriamente la relación entre dos o más categorías tarifarias dentro de la estructura tarifaria. Incluso con una cuidadosa atención a este tema, las modificaciones a la estructura tarifaria causan a menudo un cambio en el equilibrio entre las categorías tarifarias provocando que cierto grupo de usuarios se desplacen a otra tarifa diseñada para usuarios con otra tipificación con efectos tanto en la cantidad demandada como en la recuperación de ingresos. Este fenómeno es claramente observable en el esquema vigente.

Las modificaciones a la estructura tarifaria deben realizarse de manera integral como parte de un proceso de revisión tarifaria. De esta manera se aprovecha eficazmente el conjunto de información disponible relativa a costos y perfiles de carga para determinar una relación estable entre las diversas categorías tarifarias. De otra manera no será posible predecir o manejar el impacto de un cambio parcial en los diferentes grupos de clientes. Hacer más atractiva una tarifa puede desalentar otros servicios aun cuando de inicio su tarifa era “razonable”. Además, aun cuando se tengan buenos elementos para armar una lista de tarifas razonables, se debe asumir que la configuración de cargos, la definición de horarios en la tarifa y la tarifa en general no son siempre óptimas o, al menos, no mantendrán la condición de optimalidad por mucho tiempo. Los cambios en las condiciones económicas y las preocupaciones ambientales, aunado a modificaciones legislativas y regulatorias, pueden ser contrarias a una estructura tarifaria eficiente como la resultante de un enfoque de Costos Marginales. Los cambios tecnológicos en la medición de consumo crean

también oportunidades y riesgos para el diseño tarifario. El conflicto entre la existencia de múltiples contingencias en la industria eléctrica y el objetivo de evitar que los usuarios observen una volatilidad excesiva en el valor de las tarifas puede tener salida en una regulación que considere periodos regulatorios de varios años que inicien y concluyan con revisiones integrales de tarifas y que a lo largo de su duración sólo apliquen mecanismos de ajuste graduales.

Independientemente de si las tarifas vigentes en México fueron óptimas en su origen, sus variaciones en el tiempo han sido motivadas por necesidades específicas de grupos de interés o de los actores involucrados en la fijación de los precios de la electricidad. Esta situación ha dado lugar a una estructura tarifaria que ha satisfecho ciertas necesidades tarifarias o de política pública en el corto plazo, pero que no han ofrecido una solución satisfactoria a los problemas generales de la industria y del mercado nacional. Al día de hoy no sólo no logran la suficiencia de ingresos para cubrir el requerimiento de ingresos de la CFE, tampoco son ampliamente aceptadas, no son entendidas por el grueso de la población, y en algunos casos fomentan el uso irracional de la energía.

James C. Bonbright, profesor de Economía en la Universidad de Columbia y referencia clásica en cuanto a temas de regulación de servicios públicos plantea algunas cualidades que una lista de tarifas debe cumplir para ser calificadas como “razonables”. En su visión, las tarifas deben tener cualidades prácticas: ser simples, comprensibles, aceptables por el público y viables en su aplicación cotidiana; deben ser inequívocas de manera que su interpretación correcta sea clara para todos; su cobro debe lograr en conjunto cubrir efectivamente el requerimiento de ingresos; deben permitir que las empresas obtengan ingresos estables; deben ser estables para el público con cambios inesperados al mínimo, sobre todo para los usuarios existentes; su diseño debe ser imparcial en cuanto a la asignación del costo total de servicio entre las diferentes clases de usuarios; no deben propiciar una discriminación indebida entre categorías tarifarias; los bloques tarifarios empleados deben ser eficientes en el sentido de que desalienten el uso indiscriminado (desperdicio) del servicio y que no promuevan preferentemente alguna categoría en especial.

El Consultor tomó, en la medida de lo posible, estos principios para la lista de tarifas que planteó en el Estudio de Tarifas. Dado que la base teórica radicó en el enfoque de Costos Marginales, los principios de imparcialidad, no discriminación y eficiencia estuvieron presentes en el diseño tarifario. La integración de los costos marginales de energía y capacidad por etapa de suministro (generación, transmisión y distribución) se tradujeron en cargos fijos, variables y de capacidad aplicables a los respectivos usuarios en cada segmento. El resultado final fue una reducción de 40 grupos tarifarios en el esquema vigente a 11 tarifas en el pliego propuesto por el Consultor.

CONCILIACIÓN DE INGRESOS CON COSTOS CONTABLES

Una vez calculados los costos marginales y las tarifas que de éstos se derivan, un proceso de revisión tarifaria debe verificar si la aplicación de tales tarifas sobre la demanda proyectada genera ingresos suficientes para cubrir la totalidad de los costos de la empresa regulada. En el caso del método de Costos Marginales, el ingreso proyectado no es típicamente capaz de alcanzar el requerimiento de ingresos. Por ende, una práctica común es que se apliquen métodos de *reconciliación de ingresos* a efecto de mantener, en la medida de lo posible, las cualidades económicas de los costos marginales sin poner en riesgo la viabilidad financiera de la empresa regulada. La forma de reconciliar ingresos no es única y pueden reconocerse en la práctica regulatoria dos vías principales: el enfoque de precios Ramsey y el método proporcional. Antes de explicar en qué consisten, sus ventajas y debilidades, es importante reconocer que, independientemente de la forma en que se reconcilie, la insuficiencia financiera es una de las fallas esenciales de los estudios de Costos Marginales: la introducción de un ajuste a los precio de costo marginal puede hacer que el esfuerzo metódico para lograr las señales económicas eficientes resulte infructuoso, puesto que la brecha de ingresos es tal que los ajustes desvían significativamente a las tarifas de los costos marginales. A pesar de lo anterior, el enfoque de Costos Marginales ha sido adoptado en diversas situaciones porque el simple hecho de utilizar el patrón derivado de costos marginales envía a los usuarios información relevante respecto a las variaciones temporales de los costos y por ende promueve un consumo más eficiente.

El enfoque Ramsey o de elasticidad inversa tiene como objetivo eliminar la brecha entre el ingreso proyectado con tarifas de costo marginal y el requerimiento de ingresos efectivo a través de ajustes diferenciados para cada categoría de usuarios basados en el inverso de la elasticidad precio de la demanda. Lo anterior se traduce en ajustes más significativos para los usuarios cuyas demandas son menos sensibles a cambios en precio por ser clientes cautivos, e incrementos menores para los grandes usuarios con recursos disponibles para potencialmente desconectarse de la red en algún momento dado. Este enfoque tiene bondades teóricas y prácticas. En teoría, un ajuste tipo Ramsey minimiza las distorsiones implícitas de moverse del costo marginal y maximiza el bienestar social restringido a la recuperación de costos. Desde un punto de vista práctico, los usuarios residenciales pagan tarifas más alejadas del costo marginal, lo cual provoca que se consuma menos. Esta situación pudiera ser deseable para atenuar los incrementos en el pico del sistema y, por tanto, el ritmo de inversión destinada a la expansión de capacidad. Consecuentemente se consigue una utilización más eficiente del sistema. Sin embargo una aplicación adecuada de este enfoque requiere información clara y contundente sobre la respuesta de los usuarios a cambios en el precio. Las condiciones actuales de

medición en el grueso de los usuarios en el país impiden contar con el detalle necesario en la información acerca de la demanda para implantar efectivamente este esquema de consolidación.

El método proporcional (EPMC por sus siglas en inglés¹²) incrementa las estimaciones de costo marginal en proporción a la brecha de ingresos. Es decir, si el requerimiento de ingresos es 40% mayor que los ingresos obtenibles con tarifas de costo marginal, los costos marginales estimados se multiplican por un factor de ajuste igual a 1.4 que no es otra cosa que el cociente del requerimiento de ingresos entre el ingreso recuperable con costos marginales. No hay sustento teórico alguno para su aplicación y su ventaja práctica es obviamente la simpleza. Por lo anterior tampoco debe darse una interpretación al valor del factor de ajuste: como todo cociente, un mismo valor puede resultar de una infinidad de combinaciones de numerador y denominador. Es decir, bajo un análisis de Costos Marginales, la diferencia en factores de ajuste para conciliar ingresos entre dos empresas, no significa inequívocamente que una empresa sea más eficiente que otra.

El Estudio de Tarifas siguió el método proporcional. El Consultor tomó como requerimiento de ingresos al valor de los costos registrados en la contabilidad de la CFE (25 mil millones de dólares en 2007) y a partir de ese valor midió la brecha respecto a los ingresos resultantes del cobro de las tarifas de costo marginal (19 mil millones de dólares al año aproximadamente). Con el propósito de conservar de la mejor manera la estructura de cargos basada en los costos marginales, el Consultor desglosó la brecha conforme a los diferentes segmentos en la cadena de suministro; es decir, distinguiendo las brechas para generación, transmisión (incluido el subsegmento denominado subtransmisión) y distribución. Al revisar la contabilidad de la CFE fue posible distinguir, dentro del total los costos asociados, los segmentos de la cadena de suministro de forma tal que, a juicio del Consultor, para distinguir las diferencias en pérdidas no técnicas, convenía modular las tarifas de costo marginal por dos factores de ajuste: el primero para los segmentos que van de generación a subtransmisión igual a 1.27; el segundo factor aplicable a distribución de 1.48. En el agregado, la aplicación de tales factores en la determinación de tarifas implicaría la recuperación íntegra del costo contable de la CFE.¹³

REQUERIMIENTO DE INGRESOS

Las redes de infraestructura, como son las involucradas en el suministro de gas natural y electricidad, tienen segmentos que claramente poseen rasgos de monopolio natural. Las pérdidas en el bienestar social derivadas de la condición monopólica justifican la intervención del Estado mediante la aplicación de un conjunto de políticas públicas orientadas a inducir o forzar un cambio en el comportamiento de dichas empresas monopólicas. Este conjunto de políticas normalmente son ejecutadas a través de órganos reguladores independientes que tienen el mandato de tomar las acciones necesarias para conseguir que, en una industria monopólica, se observen prácticas competitivas y se acote, en la medida de lo posible, la pérdida del bienestar social. Entre las medidas fundamentales de la acción de un regulador está el control de precios y, consecuentemente, los ingresos que se le permiten recuperar a la empresa.

En los procesos de fijación de tarifas se reconoce una serie de conceptos que forman parte del requerimiento de ingresos a recuperar mediante el cobro de tarifas. Si el regulador determina que las tarifas deben determinarse con base en costos entonces el requerimiento de ingresos equivale al costo de la prestación del servicio reconocido por el regulador. En este sentido, el valor de la tarifa deberá considerar la recuperación de la inversión, la remuneración de los costos de operación y mantenimiento y el reconocimiento de una rentabilidad sobre el valor de los activos de la empresa. En conjunto el costo de la prestación del servicio se puede estimar con base en un análisis teórico o con información contable.

Dado el objetivo de que las tarifas deben cubrir las necesidades financieras de la CFE, el Estudio de Tarifas tuvo como premisas básicas que en la determinación del requerimiento de ingresos se tomaran los costos contables totales de la CFE para un año base (2007) y que tal requerimiento no incluyera en sentido alguno el efecto del actual esquema de subsidios.

Pese a que la contabilidad de la CFE no obedece a un catálogo de cuentas regulatorias, el Consultor logró distinguir los costos asociados a cada segmento de la cadena de suministro, así como aquellos relacionados con actividades de apoyo. Posteriormente, revisó que en la determinación del costo del servicio prevaleciera una separación de actividades reguladas y no reguladas: sólo se tomaron en cuenta los recursos asociados a la prestación del servicio público de energía eléctrica y con ello se sentaron bases para evitar subsidios cruzados entre las distintas actividades de la entidad. Los costos corporativos en general se asignaron de acuerdo a un criterio proporcional a las participaciones de cada segmento en el total de costos directos. El resultado global de este ejercicio fue un requerimiento de ingresos anual de 269 mil millones de pesos del cual 188 mil millones correspondieron a la actividad de generación, 26 mil millones a la de transmisión y 54 mil millones fueron atribuidos a distribución.

¹² En inglés *Equal Proportion of Marginal Cost*.

¹³ Para Baja California Sur se calculó un factor general igual a 1.07.

Como se ha dicho ya en este Prólogo, la lista de tarifas resultante del Estudio de Tarifas no debe tomarse como el pliego tarifario de inminente aplicación o como una referencia aspiracional. Por el contrario, las tarifas obtenidas sencillamente son una muestra de las líneas de trabajo que deberán seguirse en futuras revisiones formales. El hecho de que la conciliación de ingresos del Estudio de Tarifas lleve a una recuperación íntegra del costo contable de la CFE tampoco debe asumirse como una adopción tácita de la regulación por Costo de Servicio (*Cost of Service Regulation*). La premisa detrás de esta sección del Estudio de Tarifas es tener claridad sobre el tipo de resultados que se obtendrían, en estructura y orden de magnitud, en una hipotética revisión tarifaria si persiste el actual diseño institucional.

ESTUDIOS COMPARATIVOS O *BENCHMARKING*

Los estudios comparativos de eficiencia o *benchmarking* tienen su origen en el problema de información asimétrica entre el regulador y las empresas reguladas. Dado que el primero no es un operador de la actividad regulada, desconoce sistemáticamente cuál es la función de costos efectiva de cada empresa y, si dichos costos, son resultado de una gestión eficiente o si hay rubros susceptibles de reducción. Por su parte, las empresas no tienen incentivos a dar la totalidad de información existente sobre sus operaciones por temor a revelar la calidad de su desempeño. La insuficiencia de información puede ser atenuada parcialmente a través de ejercicios comparativos en los que, se toman datos específicos de una empresa determinada y se contrastan con datos provenientes del resto de la industria o de industrias similares en otros países. Al comparar indicadores de desempeño derivados de dichos datos, es posible medir de manera aproximada el nivel de eficiencia alcanzado por la empresa regulada y, por tanto, las potenciales ganancias de eficiencia que pueden ser trasladadas a los usuarios. Si bien este tipo de medición es aproximado y hasta cierto punto subjetivo, establecer un *benchmark* ayuda al regulador a tener una idea más realista sobre los costos de la actividad regulada.

En la experiencia regulatoria en el sector gasista, el *benchmarking* es utilizado para propósitos diversos. Por un lado se utiliza para medir el desempeño pasado de las empresas reguladas, y verificar si los niveles de eficiencia alcanzados son similares a los que se proyectan en los planes de negocio. También son utilizados para medir el desempeño de cada empresa en lo individual respecto a la industria nacional o bien con referencias internacionales. Asimismo, al realizar comparativos a lo largo del tiempo, es posible construir índices que permiten medir los cambios en productividad. En conjunto, todos los comparativos son tomados en cuenta para determinar requerimientos de ingreso eficientes y *factores de eficiencia X* que permiten reducir anualmente las tarifas en términos reales.¹⁴

El Estudio de Tarifas contempló entre sus tareas el cálculo de costos de operación eficiente de la CFE, entendiendo por costos eficientes los *benchmarks* resultantes de un conjunto de ejercicios comparativos diseñados por el Consultor. La idea de los ejercicios fue realizar un primer diagnóstico sobre los niveles de eficiencia, productividad y calidad del organismo y, con base en ello, definir metas específicas de mejora en el desempeño. Con tal propósito, el Consultor procesó la información presentada por la CFE para homogeneizarla con los datos de empresas de referencia a nivel internacional y tomar en cuenta diferencias en niveles de precios entre México y los países de dichas empresas. Las técnicas econométricas utilizadas fueron las que comúnmente aplican los órganos reguladores: regresiones por mínimos cuadrados ordinarios y análisis de envolvente de datos. No obstante lo anterior, al igual que en el tema del requerimiento de ingresos, la óptica seguida en el *benchmarking* del Estudio de Tarifas no necesariamente fue la que un regulador sectorial hubiese seguido y, por tanto, las conclusiones alcanzadas deben ser tomadas como la opinión de un tercero experto y no como la postura de autoridad alguna. En este marco, en opinión del Consultor, existen áreas de mejora en los costos que ameritan el desarrollo de mecanismos que incentiven el aprovechamiento de dichas áreas de oportunidad de manera gradual sin poner en riesgo la seguridad del suministro.

ESQUEMA DE SUBSIDIOS

Bajo la óptica de un órgano regulador encargado de promover el desarrollo eficiente de una industria, no es fácil compaginar objetivos de índole social y redistributiva con los principios económicos que normalmente enmarcan la regulación de monopolios naturales. Por ende, en los procesos de determinación de tarifas resulta difícil encontrar una solución que consiga la utilización óptima de los recursos, con tarifas con estructura de costo marginal y, que al mismo tiempo, proteja a los usuarios de menores ingresos. La valoración que los usuarios con menores ingresos tienen sobre el suministro eléctrico en horas pico bien puede estar por debajo del CMgG correspondiente y, por lo tanto, aplicar una tarifa que traslade en todo momento el costo real a cada usuario puede estar muy alejado de políticas de bienestar social. En un contexto global, si a objetivos de eficiencia se agregan políticas de conservación o de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, normalmente derivadas de la suscripción de tratados

¹⁴ La regulación de tarifas de almacenamiento, transporte y distribución por ducto de gas toma elementos del modelo de regulación de precio tope (*Price-Cap*). Bajo este modelo, las tarifas tope se fijan en términos reales por un periodo regulatorio pero se ajustan nominalmente con el esquema *RPI-X*. De esta manera, las tarifas tope cambian acorde al ritmo de inflación medido por el índice de precios al consumidor (*Retail Price Index* o *RPI*) menos un factor X que representa las ganancias en productividad que el regulador impone como meta a las empresas.

internacionales, el diseño de tarifas compatibles con tales políticas ineludiblemente afectan a los usuarios más vulnerables. Debido a lo anterior, procurar la asequibilidad de los servicios públicos hace que el tema de diseño tarifario de los mismos salga del terreno exclusivo de la regulación económica y se extienda a otras instancias del Estado.

En el caso de México, el diseño tarifario ha resultado en la existencia de subsidios implícitos en la tarifa, cuyo financiamiento recae directamente en el erario o de manera cruzada hacia grupos de usuarios no beneficiados. Independientemente de las consecuencias financieras, económicas y sociales de este esquema, es importante resaltar que no es la única vía y, por tanto, es posible cambiar la jerarquización de los diferentes objetivos de política pública involucrados en el suministro eléctrico, incluso sin cambiar la organización industrial del sector.

Con estos antecedentes, el Estudio de Tarifas analizó la forma en que se han subsidiado los sectores doméstico y agrícola; buscó plantear un diseño tarifario eficiente, basado en costos marginales, que pueda ser acompañado de medidas explícitas de protección a usuarios de menores ingresos y propuso una trayectoria de ajuste con el propósito de atenuar los cambios en el nivel de las tarifas. Lo encontrado por el Consultor coincidió en lo esencial con otros diagnósticos existentes: el mecanismo de subsidios implícito en las tarifas eléctricas vigentes ha sido muy costoso para el erario, no ha dado las señales económicas adecuadas a los consumidores y su sustentabilidad financiera de largo plazo es sumamente frágil.

Durante los últimos años, las tarifas eléctricas en México han significado ingresos por debajo de los costos contables de la CFE. Respecto a tales costos contables, la magnitud de los subsidios ha representado anualmente 1% del Producto Interno Bruto (PIB). Este monto tan oneroso fue financiado indirectamente por el erario a través del concepto de aprovechamientos. Bajo un enfoque de regulación tarifaria e ingreso requerido autorizado, el aprovechamiento debería ser un concepto equivalente a la retribución sobre la base de activos y, por tanto, su propósito sería proveer a la empresa regulada de una rentabilidad sobre sus inversiones pasadas como señal económica para que continúe invirtiendo. Dado que la retribución al capital se ha desviado para cubrir costos corrientes que no fueron recuperados por el cobro de tarifas, el riesgo de deterioro de los activos por falta de inversión y una creciente necesidad de financiamiento externo podrían afectar seriamente el desempeño futuro del sector.

El desarrollo de la industria no puede ser eficiente con un esquema de subsidios como el existente. Las señales económicas distorsionadas inherentes a las tarifas residenciales y agrícolas vigentes, no permiten una asignación eficiente de los recursos. Si bien no es posible conocer cuál habría sido la demanda pasada de haberse cobrado tarifas de costo marginal, la intuición económica sugiere que dichos sectores han consumido más de lo eficiente y la evidencia empírica derivada del comportamiento estacional de algunas tarifas, ha mostrado los efectos perversos del esquema: cuando las tarifas se redujeron en verano, los montos del subsidio se incrementaron debido no sólo al aumento de la brecha entre la tarifa y el costo de suministro, sino también, al aumento en el consumo resultante de una reducción de precio. Las implicaciones de tener un esquema tarifario que da señales económicas inadecuadas abarcaron desde la falta de incentivos para sustituir equipo eléctrico obsoleto, hasta la necesidad de sobreinvertir en capacidad de generación para atender una demanda inflada. La sobreinversión ha conllevado bajos niveles del factor de carga en los segmentos de generación y transmisión y, por tanto, ha elevado los costos marginales para todo el sistema, y obviamente, para atender a todos los usuarios. En lo que respecta a los subsidios en las tarifas de riego agrícola, éstos permitieron que la participación de los costos de energía eléctrica en el costo total de producción de los principales productos agrícolas se mantuviera en niveles relativamente bajos, lo que inhibió mejoras potenciales en productividad. En un marco más general, los subsidios a la electricidad destinada a bombeo para riego agrícola han contribuido a la sobreexplotación de mantos acuíferos, lo que deja claro que los aspectos tarifarios cobran relevancia en temas de sustentabilidad de recursos hídricos, manejo de recursos no renovables y protección al medio ambiente. En el último rubro, no debe soslayarse el hecho que la mayor demanda detonada por precios indebidamente bajos ha provocado el despacho de plantas de generación menos limpias y por tanto una mayor emisión de gases de invernadero.

Si bien el mérito de los argumentos planteados con anterioridad sería suficiente para cuestionar la conveniencia o interés público sobre el esquema de subsidios implícito en las tarifas eléctricas vigentes, el tema de su efectividad como mecanismo redistributivo, debería provocar un amplio debate sobre su permanencia como política pública.

El Estudio de Tarifas llegó a conclusiones similares encontradas en otros estudios: el actual sistema de subsidios es altamente regresivo.¹⁵ Según los cálculos del Consultor basados en su propuesta tarifaria e información estadística de la CFE sobre niveles de consumo, los usuarios de los tres primeros deciles de consumo eléctrico, presumiblemente dentro de los tres primeros deciles de ingreso, percibieron 17% de los subsidios, mientras que los tres últimos deciles, presumiblemente los tres deciles con mayor ingreso, percibieron 34% del subsidio. Cuando el análisis se enfocó en el gasto monetario en electricidad, las conclusiones apuntaron al mismo sentido: el Consultor observó que, en general, a medida que se incrementa el ingreso de los hogares, también lo hace el gasto en energía eléctrica; de acuerdo a cifras de 2006 de la Encuesta Nacional de Ingreso y Gasto de los Hogares

¹⁵ "Residential Electricity Subsidies in México. Exploring Options for Reform and for Enhancing the Impact on the Poor". K. Komives, T.M. Johnson, J.D. Halpern, J.L. Aburto, J.R. Scott. *World Bank Working Paper No. 160. The World Bank. Enero, 2009.*

(ENIGH), cada decil de ingreso está compuesto por 2 654 133 hogares; por su parte, en el mismo año la CFE registró que los usuarios domésticos de alto consumo totalizaban alrededor de 600 000; de acuerdo a lo anterior, si 96% de los hogares en 2006 estaban conectados al servicio público, solamente 23.5% de los 2 550 000 usuarios del servicio público del último decil de ingreso fueron usuarios de la categoría tarifaria no subsidiada. Dicho en otras palabras, el esquema de tarifas vigente ha beneficiado a los usuarios dentro del decil de mayores ingresos, desvirtuando el propósito fundamental de cualquier esquema de subsidios.

En lo que respecta a tarifas de riego agrícola se encontró que en MT, los usuarios dentro de los 3 primeros deciles de consumo percibieron sólo 2.4% de los subsidios mientras que los usuarios en los tres deciles de mayores consumos captaron 77.2%. En BT la diferencia fue aún más acentuada: mientras los tres primeros deciles recibieron 1.9% de los subsidios, los usuarios en los tres últimos deciles obtuvieron 85.0%. Además, los usuarios en MT consiguieron casi 6 veces más subsidios que los usuarios de riego agrícola conectados en BT. En México, los agricultores más pobres no tienen acceso al riego agrícola, y utilizan agua de temporal; los pequeños agricultores que tienen acceso al riego son de bajos ingresos, consumen poca energía y reciben pocos subsidios. Así, la gran parte de los subsidios se canaliza a unos pocos grandes agricultores con altos consumos e ingresos elevados.

Lo recomendado en general por el Estudio de Tarifas en materia de subsidios no es inédito. El esquema de subsidios implícitos en la tarifa eléctrica debería desaparecer lo más pronto posible y dar paso a mecanismos de apoyo directo a los usuarios de menores ingresos. En primer lugar se debe definir la población objetivo en la que se focalizarán los apoyos. Enseguida se debe decidir la forma de financiamiento, sea mediante subsidios cruzados, con las consecuentes distorsiones, o con recursos del erario. En temas propiamente de diseño tarifario se deberá decidir si el apoyo es extra tarifa, mediante la definición de umbrales de consumo combinados con algún indicador de pobreza o mediante un rebalanceo de tarifas. Si bien el Consultor estima distintas trayectorias de sustitución de esquemas de apoyo, la idea relevante es que los ajustes tarifarios deben ser graduales y que su efectividad depende de una acción coordinada de diferentes instancias del Estado.