

La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional

Santiago Urbiztondo*

Agosto, 2000

Sumario:

El trabajo analiza la regulación de la calidad del servicio eléctrico en la Argentina, donde la misma es el resultado de decisiones de las empresas reguladas que enfrentan distintas penalidades (“regulación por resultados”). Se desarrolla un modelo gráfico para obtener las prescripciones normativas óptimas para la regulación de la calidad por medio del diseño de la función de penalidades. Luego, considerando además la experiencia internacional, se describe y evalúa el diseño de la función de penalidades contenida en los contratos de concesión del servicio eléctrico en el Gran Buenos Aires y Gran La Plata, incluyendo propuestas para su futura adaptación.

Abstract:

This paper analyzes the regulation of quality in the provision of electric power in Argentina, which results from decisions taken by the regulated firms facing various penalties (“outcome regulation”). A graphic model is developed to obtain the normative prescriptions for the optimal regulation of quality by means of the design of the penalties function. Then, considering also the international experience, the existing penalties function contained in the concessions contracts for the distribution of electric power in Greater Buenos Aires and La Plata are described and evaluated, including some suggestions for their future adaptation.

Palabras clave: Regulación, calidad, sector eléctrico, Argentina

Clasificación JEL: L51, L94

1. Introducción.

La regulación del servicio de distribución eléctrica en la Argentina, con pequeños matices en distintas concesiones a lo largo del país, está nítidamente basada en resultados, dejando a las empresas abundante libertad sobre las cuestiones operativas del negocio. Naturalmente, los atributos del servicio que son valorados por los usuarios exceden al precio, e incluyen distintas dimensiones de calidad. Estando ausentes los incentivos que la competencia genera para reducir los precios y mejorar la calidad, todas estas dimensiones son susceptibles de regulación desde el Estado. En particular, así como un monopolista tiene incentivos para fijar precios más altos que los socialmente óptimos, también es factible –aunque no igualmente inescapable; ver por ejemplo Tirole (1988)– que tenga incentivos a proveer una calidad inferior a la óptima o demandada, máxime cuando la regulación tarifaria es del tipo “price-cap” y por ende las mayores inversiones no necesariamente se reflejan en las tarifas. Efectivamente, cuando la regulación es por costos (como la regulación histórica por tasa de retorno en EE.UU.), la provisión de un servicio de alta calidad está inducida espontáneamente al incluir los costos de las inversiones necesarias a tal efecto en las tarifas de manera más o menos permanente. Por ello es razonable observar una mayor preocupación en crear incentivos para la provisión de calidad satisfactoria en una regulación del tipo price-cap que en una regulación por tasa de retorno.

En el Gran Buenos Aires (GBA) y el Gran La Plata (GLP), los contratos de concesión de Edesur, Edenor y Edelap establecieron los niveles tarifarios máximos iniciales para distintas categorías de usuarios y sus mecanismos de ajuste, así como también los niveles de calidad que se consideraban admisibles y las penalidades que acompañarían su eventual incumplimiento. Estas penalidades, tanto por su nivel como por su estructura, moldean los incentivos a realizar distintas inversiones o gastos de mantenimiento. Efectivamente, las penalidades tienen como rol fundamental, más allá de compensar a los usuarios por deficiencias en el servicio recibido, inducir las erogaciones necesarias para alcanzar los niveles deseados de calidad del servicio. En definitiva, la compensación por las deficiencias del servicio puede ser parcial o plena y ello eventualmente tiene su contrapartida en el nivel tarifario vigente, mientras que el control de la calidad por medio de incentivos descansa en inducir las inversiones o gastos que generen los niveles de calidad deseados.

Como resultado del extenso “apagón” de Edesur en el mes de Febrero de 1999 (estación Azopardo) y la posterior interpretación regulatoria del contrato de concesión, fijando penalidades y compensaciones muy superiores a las previstas, la efectividad de la regulación por resultados fue puesta en dudas, y la importancia del diseño apropiado de la función de penalidades se tornó obvia. En particular, aún cuando todavía subsiste cierto acuerdo entre los economistas en cuanto a la conveniencia de regular resultados y no instrumentos, también resulta obvio que la efectividad del primer mecanismo no es inmediata o independiente del esquema de incentivos impuesto a las empresas reguladas.

A continuación se presenta un análisis en el cual se evalúa el diseño de la función de penalidades que contienen los contratos de concesión del servicio eléctrico en el Gran Buenos Aires y Gran La Plata, entendiendo que las regulaciones sobre calidad en el resto de los servicios públicos son eventualmente susceptibles de un estudio similar. En primer lugar se discute conceptualmente –en base a un modelo gráfico– cuál debería ser el diseño de las penalidades suponiendo la ausencia de restricciones contractuales, desde un punto de vista de optimalidad económica. Luego se describe sintéticamente y se analiza el marco contractual vigente en las concesiones del Gran Buenos Aires y Gran La Plata. En la sección 4 se comentan algunos casos salientes en la experiencia internacional. Por último, la sección 5 contiene las conclusiones y propuestas.

2. El diseño óptimo de las penalidades.

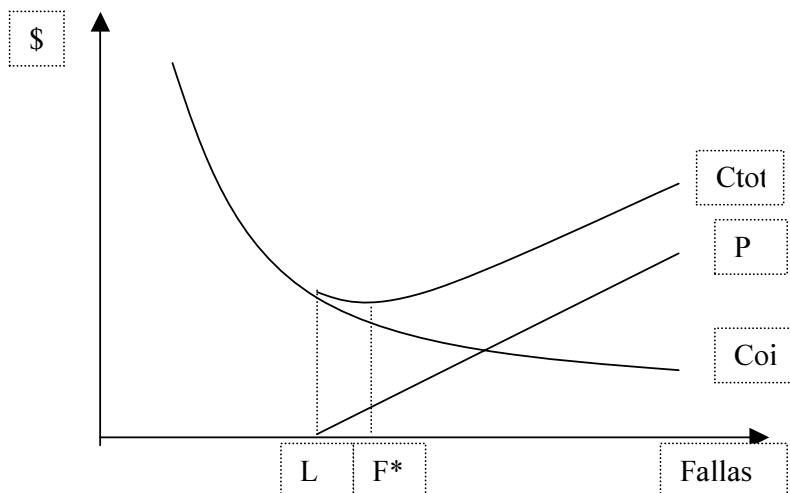
La regulación de la calidad por medio de penalidades por deficiencias en el suministro supone que éstas responden a los costos ocasionados a los usuarios. Si bien esto no quiere decir que las penalidades deban ser tales como para llevar a cero las fallas, sí significa que las mismas deben ser mayores cuando los costos ocasionados lo son. Asimismo, dichas penalidades deben considerar los costos de inversión u operativos que las mismas inducen, los que al menos en el largo plazo deben incorporarse en las tarifas para permitir el autofinanciamiento en la prestación del servicio.

A continuación se discute este principio y se ilustran los problemas de implementación que pueden presentarse al haber distintos costos de reducción de fallas y heterogeneidad de las preferencias de los usuarios. Como se verá, una regulación eficiente supone que el regulador está en condiciones de calcular la función de costos asociada a los distintos niveles de fallas posibles, al menos en distintos puntos relevantes, pero no es estrictamente necesario que conozca las preferencias de los usuarios con el fin de implementar un esquema de penalidades con ciertas propiedades razonables de optimalidad.

Un modelo simple

A continuación se presenta gráficamente un modelo simple para analizar el diseño óptimo de las penalidades suponiendo la ausencia de restricciones contractuales. En la Figura 1 se representa la calidad medida en “fallas” (puede interpretarse alternativamente tanto como el número de interrupciones, horas de interrupción, oscilación de tensión, horas de demora en la atención de reclamos comerciales, etc.), de forma tal que un mayor nivel de calidad (menor número de fallas) tiene asociado un mayor costo operativo o de inversiones (representado por la función C_{oi}), y se supone un único usuario (o usuario típico) con una demanda exógena respecto de la cantidad del servicio demandado, quien es compensado ante deficiencias en el servicio según una función de penalidades P .

Figura 1

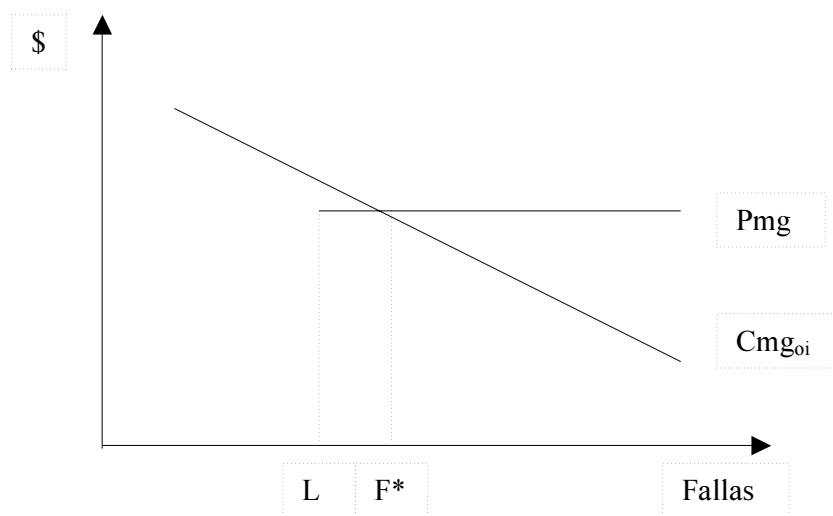


Como puede apreciarse, la diferencia de costos entre dos niveles de fallas distintos indica el costo de reducción de fallas (esperado, sin considerar la aleatoriedad de los shocks de la naturaleza), y en particular este costo es mayor para niveles bajos de fallas que para niveles altos (lo que se representa por la concavidad de la función C_{oi}). En cuanto a la

función de penalidades considerada, hay un margen de fallas permitido sin penalización (L), y por encima de dicho nivel cada falla tiene asociada una bonificación al cliente que la ha sufrido igual a la penalidad impuesta a la empresa (vgr., según la función P). Así, el costo total (" C_{tot} ") asociado a los distintos niveles de calidad es el resultado de la suma vertical de C_{oi} y P . Como es natural a partir de la maximización de beneficios, que guiará seguramente las decisiones de la empresa según se supone a partir de una regulación por resultados, la decisión privada será realizar las inversiones que lleven a un número esperado de fallas igual a F^* (donde " C_{tot} " es mínimo).

La Figura 2 complementa este enfoque desarrollando las funciones marginales que guían la decisión de la empresa (vgr., el costo marginal de reducción de fallas C_{mg_r} y la penalidad/bonificación marginal P_{mg}).

Figura 2



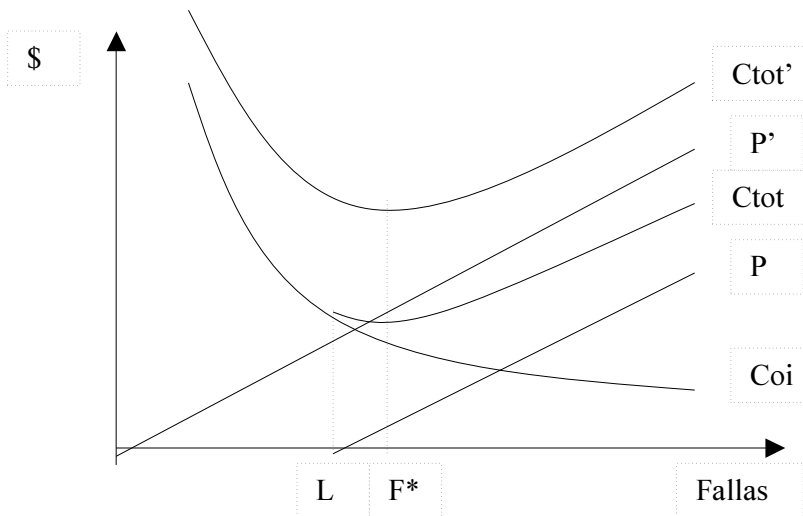
Como puede observarse, la cantidad de fallas (y calidad asociada) que minimiza el costo total de la empresa resulta de la intersección entre el costo marginal de reducir el número de fallas por medio de inversiones y gastos de mantenimiento, $C_{mg_{oi}}$, y la penalidad marginal enfrentada, P_{mg} . Claramente, si el número máximo de fallas permitidas L aumenta más allá de F^* en la Figura 2, el número óptimo de fallas tendería a aumentar junto con dicho nuevo límite permitido (vgr., la intersección se produciría en el tramo punteado de la función de penalidad y el $C_{mg_{oi}}$). Asimismo, si en el tramo relevante aumenta la penalidad marginal, el número de fallas esperado disminuye.

Puede notarse que esta penalidad es óptima sólo si la misma refleja exactamente (en el margen) los costos ocasionados al usuario: el beneficio social de una inversión o gasto operativo se refleja en evitar el costo incurrido ante la falla por el usuario, y por ende es deseable su adopción siempre que su costo sea inferior a dicho beneficio, siendo por ende la regla socialmente óptima que el costo marginal operativo de aumentar la calidad del servicio (para la empresa) se iguale con el beneficio marginal generado (para los usuarios). Así, dado que en la minimización del costo total que lleva a cabo la empresa lo que se iguala es el costo marginal de reducir las fallas con la penalidad marginal, si dicha penalidad marginal es igual al beneficio marginal para el usuario (igual a los costos que sobrevendrían por las fallas) entonces la decisión privada de inversión será coincidente con la socialmente óptima. Naturalmente, en el largo plazo, la calidad representada por el nivel de fallas F^* tiene asociada un costo total que debe ser pagado por los usuarios dado

que debe permitirse un nivel de beneficios razonable a la empresa para asegurar la continuidad del servicio.

¿Es posible entonces que, con el fin de reducir el precio asociado al nivel de fallas F^* , la penalidad óptima sea inferior al costo que la falla ocasiona al usuario? Considerando la penalidad marginal la respuesta es negativa: si la empresa regulada no enfrenta en el margen el 100% de los costos generados por las fallas en el suministro entonces su decisión no será eficiente, ya que no estaría internalizando plenamente las externalidades que las mismas producen a los usuarios.

Figura 3



La Figura 3 representa gráficamente esta respuesta. Si el costo de las fallas para los usuarios comenzara con la primera falla (y no sólo después del máximo permitido L), entonces la función de penalidades que refleja exactamente estas preferencias sería P' (con igual pendiente a la función P), provocando un alto costo conjunto por las inversiones y el pago de bonificaciones. Sin embargo, con esta nueva función de penalidades, la minimización de costos continúa siendo en el nivel objetivo de fallas F^* . Efectivamente, en la Figura 2 la función Pmg no ha sufrido modificación alguna *en el tramo relevante*, ya que el incremento en la penalidad marginal se produce solamente para las primeras L fallas pero no para la falla marginal. En consecuencia, la función de penalidad P también logra inducir las mismas decisiones que P' pero con una menor tarifa para los usuarios: éstos dejan de pagar tarifas destinadas a compensarlos por las primeras L fallas. Vale decir, al mantenerse la misma penalidad marginal, la elección de calidad de la empresa no se altera, aún cuando la tarifa y el monto total de la bonificación sean menores.¹ Ello significa que el monto total de la penalidad/bonificación es menor a la pérdida ocasionada a los usuarios, tal como ocurre cuando se contrata un seguro parcial donde hay franquicias.²

Consideraciones emergentes

Surgen entonces distintas preguntas: ¿cómo debe reaccionarse frente a distintos costos de reducción de fallas, por ejemplo, en zonas rurales y urbanas? ¿cómo deben calcularse las penalidades si los consumidores son heterogéneos y asignan distintos valores a la energía no suministrada? ¿qué problemas surgen a partir de la existencia de inversiones comunes a varios usuarios?, ¿qué hacer si no se dispone de la información correspondiente a las preferencias individuales? ¿qué tan razonable es suponer que el

regulador dispone de la información referida a los costos asociados con los distintos niveles de calidad del servicio?

- a) *Zonas urbanas vs. zonas rurales*: La diferenciación de penalidades entre áreas rurales y urbanas, debido a mayores costos para brindar una calidad uniforme del servicio en las primeras, debe considerar las características de las diferencias de costos y de preferencias. En primer lugar, si las preferencias de los usuarios en ambas áreas son similares (es decir, el costo de oportunidad ante las fallas es el mismo), la penalidad marginal debe ser la misma, pudiendo sí disminuir el monto de las bonificaciones rurales por medio de un incremento en el número mínimo de fallas toleradas sin cargo (alternativa particularmente relevante ante alguna restricción para la diferenciación de precios entre las zonas rurales y urbanas). En segundo lugar, si las diferencias de costos son constantes (vgr., *Coi* se traslada verticalmente hacia arriba en las zonas rurales), el nivel de calidad que debería observarse frente a iguales penalidades marginales sería el mismo, aunque ello supone suficiente flexibilidad de precios para que –a pesar de que el monto de las penalidades sea menor– no existan subsidios cruzados desde los usuarios urbanos hacia los rurales.³ En cambio, si las diferencias de costos modifican la pendiente de la función *Coi*, el nivel de calidad esperado diferirá entre ambas regiones aún cuando sean iguales las penalidades marginales.
- b) *Estacionalidad de la demanda y flexibilidad de precios*: La inversión marginal requerida para incrementar la confiabilidad del sistema es mayor en los períodos de alta demanda (verano y horario vespertino por el consumo residencial), de forma tal que las tarifas deberían reflejar este costo diferencial para que el consumo en dichos momentos sea eficiente y se eviten subsidios cruzados entre usuarios con distinto patrón de demanda (caso contrario, usuarios sin una demanda estacional contribuyen igual que el resto a pagar la mayor calidad del servicio en el pico, al tiempo que las inversiones necesarias son mayores porque la demanda en el pico no internaliza el costo pleno inducido). Naturalmente, la tecnología de medición del consumo puede actuar como una restricción en la implementación plena de esta diferenciación tarifaria.
- c) *Consumidores heterogéneos*: Si hubiese consumidores con distintas preferencias y distintos costos de oportunidad ante fallas del servicio, las penalidades/bonificaciones deberían en principio reflejar cada una de ellas, lo que a su vez también supone que las tarifas que enfrentarán los usuarios deben ser distintas. Si ello es así, el problema de la empresa será decidir qué inversiones o adaptaciones operativas encarar con el fin de minimizar el costo total (vgr., la suma del costo operativo y de inversiones y de las distintas bonificaciones a pagar a los distintos usuarios). Aquí es donde aparecen dos problemas importantes a considerar: la indivisibilidad de las inversiones en relación al grupo de usuarios que las mismas benefician y la información incompleta respecto de sus preferencias.
- d) *Especificidad de las inversiones*: Cualquiera sea el conjunto de usuarios considerado, las inversiones en la red de distribución eléctrica pueden dividirse entre genéricas (para atender a todo el grupo) e individuales (para atender a un único usuario o bien a un subconjunto homogéneo de los mismos). Por ello, desde el punto de vista de la empresa, brindar suministro a un conjunto de usuarios que demandan distintas calidades del servicio a través de distintas composiciones de tarifas/bonificaciones implica tener que decidir inversiones específicas a cada usuario, pero sobretudo inversiones genéricas que sirven a un conjunto heterogéneo, que demanda calidades distintas, enfrentando distintas penalidades por las fallas en el suministro a cada uno de ellos. En principio, esto no debería ser un problema insalvable puesto que la empresa podría manejarse con la “demanda de calidad promedio” (y la penalidad promedio asociada) del conjunto de usuarios relevante a cada inversión considerada,

minimizando costos con este criterio. Sin embargo, como se discute a continuación, el problema informativo puede complicar las cosas.

- e) *Asimetría informativa*: Si el regulador no conoce las preferencias de los distintos usuarios entonces no es posible que sea él quien elija cada penalidad/tarifa individual. Esto supone dos alternativas: primero, elegir una penalidad promedio (para cada categoría de usuarios), que refleje una estimación del promedio ponderado de los costos de oportunidad ante fallas del servicio; segundo, permitir a cada usuario elegir cuál esquema de bonificaciones desea (pagando por el costo asociado, naturalmente). En el primer caso el problema es obvio: el regulador no sólo podría calcular mal el promedio ponderado de las preferencias, ya que tampoco necesariamente conoce la distribución de las mismas, sino que aún cuando no cometa tal error las inversiones podrían destinarse a proveer una calidad del servicio superior a un conjunto de clientes que no la valoran suficientemente, y viceversa. En el segundo caso, la revelación de preferencias de los usuarios tiene dos problemas potenciales: a) el “free-riding” (“si las inversiones para proveerme a mi el servicio son mayoritariamente genéricas, mejor que las paguen mis vecinos sin que yo revele mis preferencias, en cuyo caso recibiré una mayor calidad sin pagar por ella”); y b) el oportunismo (“inicialmente demandaré una calidad alta, y cuando las inversiones ya estén completas, cambiaré mi demanda hacia una baja calidad, a pesar de lo cual continuaré recibiendo un buen servicio dado que no será posible reducir la inversión rápidamente, logrando así evitar el pago completo de la amortización de dichas inversiones”). Sin embargo, sería posible diseñar esquemas que limiten estos problemas, por ejemplo, con una condicionalidad de la opción (por ejemplo, todos los usuarios que están conectados a un mismo transformador de MT/BT tienen el mismo contrato tipo de tarifa/bonificación, decidido a partir de la elección mayoritaria sobre un conjunto de opciones disponibles y diseñadas por el regulador), e irreversibilidad de la opción (por ejemplo, previendo la vigencia por un quinquenio de la opción realizada).
- f) *Información del regulador sobre los costos asociados a los distintos niveles de calidad*: El diseño de las opciones de tarifas/bonificaciones que se comentó en el párrafo anterior supone que el regulador conoce la función de costos de la empresa, al menos en cuanto a las adaptaciones operativas e inversiones necesarias para obtener los distintos niveles de calidad (fallas esperadas). Con esta información el regulador puede proponer a los usuarios un menú con (por ejemplo, 3) opciones de tarifas/bonificaciones, cada una de las cuales permite a la empresa cubrir los costos totales inducidos. Naturalmente, es necesaria esta participación del regulador, ya que los costos de transacción que ocasionaría una negociación bilateral entre la empresa y cada uno de sus usuarios (residenciales, principalmente) serían enormes, estando estos últimos en peores condiciones que el regulador para evaluar cuál es la retribución necesaria y razonable ante una determinada demanda de calidad del servicio. Sin embargo, también podría cuestionarse que el regulador de hecho disponga de esta información. Efectivamente, típicamente la información es asimétrica en torno a los costos de producción (entre otras dimensiones), y por ello la estimación de costos de la empresa que realiza el regulador es en general imperfecta. No obstante ello, debe notarse que esta es una característica irreductible de la regulación (dejando de lado mecanismos de revelación de información, entre ellos la competencia por comparación, que de todas formas pueden ser aplicados con o sin la regulación de un menú de opciones para los usuarios como el que se considera aquí), y que si fuese el regulador quien elige una única función de penalidades y el nivel tarifario asociado a la misma entonces también dicha elección se basaría en una estimación de costos donde los valores regulados permitieran el autofinanciamiento de la empresa y fuesen considerados mejores que otros valores económicamente factibles según esa propia estimación. Vale decir, el diseño de un menú de opciones no requiere del regulador

más información que la que se supone utilizaría para tomar una decisión inteligente para seleccionar una única opción de manera centralizada.

3. La regulación de la calidad en las concesiones eléctricas del GBA y GLP.

Considerando específicamente los contratos de concesión del servicio de distribución eléctrica en el GBA y GLP, regulado por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el vínculo generado a partir de la privatización de Segba es por un lado entre las empresas distribuidoras con los usuarios, pero también, al afectar a terceros, entre aquéllas y el Poder Concedente (el Estado Nacional), quien adicionalmente asume la tarea de velar por el cumplimiento en primera instancia del contrato que vincula a las distribuidoras con sus propios clientes.

Como consecuencia de ello, los tres contratos de concesión (de Edesur, Edenor y Edelap) prevén la aplicación de multas y sanciones frente a fallas de las empresas distribuidoras en brindar un servicio con los niveles de calidad que previamente fueron definidos como satisfactorios (o mínimos admisibles). Por un lado, existen multas y sanciones por deficiencias en el servicio a usuarios individuales, dirigidas al menos parcialmente a resarcirlos por los daños ocasionados. Por otro lado, existen multas y penalidades motivadas por el incumplimiento de obligaciones en el vínculo con terceras personas (y por ende con el Poder Concedente), y en ese caso el destino de las mismas es el Tesoro Nacional.

Concretamente, en estas concesiones se controla la calidad del suministro en cuatro dimensiones: 1) producto técnico (nivel de tensión, fluctuaciones, etc.); 2) servicio técnico (cantidad y duración de las interrupciones en el suministro); 3) servicio comercial (medición, atención de reclamos, etc.); y 4) seguridad pública (referida al efecto del servicio sobre terceros, que contiene además la provisión de información al regulador, por ejemplo). En los primeros tres ítems hay estándares de calidad definidos que en caso de no respetarse dan lugar a penalidades contractualmente establecidas (en las dos primeras dimensiones fundamentalmente) que revierten a los usuarios damnificados, mientras que en el cuarto ítem las penalidades revierten al Tesoro Nacional y admiten mayor discrecionalidad en su cómputo.

Ahora bien, vale la pena precisar qué penalidades están previstas para cada tipo de falla, ya que de ello depende centralmente qué inversiones y decisiones operativas serán privilegiadas por las empresas. Como se verá a continuación, si bien en algunos casos aparentemente no hay ninguna ambigüedad, de hecho prácticamente todos los puntos pueden ser objeto de interpretación. Considérese en particular los siguientes pasajes del subanexo 4 de calidad de dichos contratos de concesión:

Calidad del producto técnico (puntos 2. y 2.2):

- Los aspectos de calidad del producto técnico controlados son las perturbaciones y el nivel de tensión.
- Las perturbaciones controladas son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.
- Los niveles de tensión deben determinarse al nivel de suministro mediante campañas de medición, en distintos puntos de la red.
- Las variaciones de los niveles de tensión inferiores al 5% son admitidas en alta tensión y en la alimentación subterránea de media y baja tensión, mientras en la alimentación

aérea se admite una variación del 8% en media y baja tensión, siendo del 10% para áreas rurales.

- La distribuidora queda sujeta a sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período –mínimamente una semana– en el que se efectúe la medición.
- Las sanciones deben aplicarse como bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado, siendo las penalidades crecientes ante mayores desvíos de la tensión de la energía suministrada (en alimentación aérea de baja tensión, por ejemplo, la penalidad comienza con 0,015 U\$/kWh cuando el desvío está entre el 8% y el 9%, y llega a 2 U\$/kWh cuando el desvío supera el 18%).

Calidad del servicio técnico (puntos 3. y 3.2):

- La calidad del servicio técnico se evalúa en base a la frecuencia de las interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro) y duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).
- Desde 1997 la calidad del servicio técnico se controla al nivel de suministro a cada usuario. Los valores máximos admitidos para un usuario residencial son 6 interrupciones por semestre y 10 horas por interrupción (las interrupciones menores a 3 minutos no son computadas), reduciéndose los mismos al aumentar la demanda o la tensión del suministro.
- Si en el semestre controlado algún usuario sufriera más cortes que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibe un crédito en sus facturaciones del semestre siguiente proporcional a la energía no recibida; en el caso de los usuarios residenciales dicha compensación es de 1,40 \$ / kWh, llegando a duplicarse prácticamente cuando se trata de usuarios en media o alta tensión.
- La energía no suministrada se calcula ponderando por la curva de carga del usuario según su categoría tarifaria (de forma tal que se incrementa la penalidad por falta de suministro en horario de alto consumo y se reduce cuando hay bajo consumo).

Calidad del servicio comercial (punto 4):

- La distribuidora debe extremar sus esfuerzos para brindar una atención comercial satisfactoria, y si no cumple con las pautas establecidas es pasible a las sanciones.

Sanciones (punto 5):

Puntos 5.1. a 5.4.

- El objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de la distribuidora hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.
- Ante incumplimientos fortuitos o por fuerza mayor la distribuidora deberá solicitar al regulador que no se apliquen sanciones.
- Las multas a establecer serán en base al perjuicio que le ocasiona al usuario la contravención, y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

- Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de la distribuidora y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios.
- La distribuidora debe abonar multas a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales ... conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la distribuidora y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deben guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del usuario.
- El pago de la penalidad no releva a la distribuidora de eventuales reclamos por daños y perjuicios.
- Si el valor acumulado anual de las multas supera el 20% de la facturación anual ello será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará la caducidad del mismo.
- Todo lo indicado rige durante los primeros 10 años de la concesión. En los sucesivos quinquenios el ENRE podrá ajustar las sanciones a aplicar, teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de calidad de servicio y otras normativas de aplicación, sin introducir cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas.

Punto 5.5.

- El ENRE aplicará sanciones y multas a la distribuidora cuando ésta entregue un producto con características distintas a las convenidas (nivel de tensión y perturbaciones). Las mismas se calcularán en base al perjuicio ocasionado al usuario, *de acuerdo* a lo descrito en los puntos 2) y 2.2).
- Las multas por apartamientos en las condiciones pactadas del servicio técnico dependerán de la energía no distribuida (por causas imputables a la distribuidora) más allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios, *de acuerdo* a lo descrito en los puntos 3) y 3.2).
- El no cumplimiento de las obligaciones de la distribuidora en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto o el servicio técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que la distribuidora abonará al ENRE, el que las destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de la distribuidora. El ENRE definirá el monto de estas sanciones en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta.⁴

Otras obligaciones de la Distribuidora (punto 6).

- Cuando la distribuidora incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, reparando los daños provocados; caso contrario la distribuidoras deben abonar al ENRE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente; todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en el contrato.
- Por incumplimiento de sus obligaciones en cuanto a la prestación del servicio, al peligro para la seguridad pública o contaminación ambiental derivados de su accionar,

la distribuidora debe abonar al ENRE una multa que será determinada por éste conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la distribuidora y en particular a las reincidencias, y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio de venta de energía eléctrica promedio (aproximadamente \$ 40 mil). El ENRE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la distribuidora.

- Por incumplimiento de sus obligaciones en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, la distribuidora abonará al ENRE una multa que será determinada por éste conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 200.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la distribuidora. El ENRE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la distribuidora.

Interpretación de la regulación de calidad contenida en el subanexo 4 de los contratos de concesión del servicio de distribución eléctrica

Sin dudas, los niveles deseados o admisibles de calidad del producto técnico y del servicio técnico fueron los definidos con mayor precisión en el contrato. Sin embargo, a pesar de la claridad con que en los puntos 2.2 y 3.2 se definen las multas y sanciones asociadas a “fallas” en la calidad del producto y servicio técnicos, elementos propios de dichos puntos y su interacción con otros pasajes del subanexo 4 analizado dejan espacio para un debate sobre la interpretación del conjunto. Por un lado, dicho debate es relevante para la aplicación presente del contrato. Por otro lado, aún si el espacio de interpretación estuviera limitado legalmente al presente, del mismo se obtienen enseñanzas respecto de la adaptación contractual que debe seguirse en el mediano plazo.

Graduación de las penalidades por fallas en el producto y servicio técnicos.

Por ejemplo, en el punto 2.2. del subanexo se especifica claramente una pena creciente por kWh a medida que aumenta el margen de defecto del producto técnico suministrado, y en relación al servicio técnico en el punto 3.2. se especifica la aplicación de un valor determinado por kWh a la energía no suministrada, lo que sugiere que las multas son esas y no pueden aumentarse en función de la gravedad de la falta o de la reincidencia. Sin embargo, posteriormente (en el punto 5) se menciona explícitamente que las multas dispuestas “además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta tendrán en cuenta los antecedentes generales de la Distribuidora, y en particular la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios”.

Si bien es cierto que en los puntos 2.2 y 3.2 no se hace referencia al punto 5 y que éste se menciona recién en el punto 4 referido a la calidad del servicio comercial (lo que podría llevar a concluir que la posibilidad de graduar las penas sólo se aplicaría a este tipo de defectos en el servicio), existen distintas razones para considerar que todas las multas (incluidas las de los puntos 2.2 y 3.2) pueden aumentarse en función de la reincidencia, la gravedad, etc. Así:

- a. En el punto 5.2 se menciona que el valor acumulado de las multas no deberá superar el 20% de la facturación para no ser considerado violación grave del contrato. Es obvio que esta frase se debería aplicar al conjunto de las multas.

- b. El punto 5.3 de procedimientos para la aplicación de multas se refiere a todas las multas, con lo cual también puede argumentarse que la graduación se aplicaría a los tres tipos de multas.
- c. El punto 5.4 de vigencia del régimen de sanciones también es de aplicación general.
- d. Por último, en ninguna parte del punto 5, salvo parcialmente en el 5.5, se limita su aplicabilidad al servicio comercial, de forma tal que en general el mismo sería aplicable también al control del producto y servicio técnicos. De hecho, el punto 5.5 también tiene cláusulas específicamente dirigidas a dichas dimensiones de calidad, de forma tal que el punto 5 tiene validez general para todas las dimensiones de calidad, y en ese sentido las multas podrían ajustarse a la reincidencia y los antecedentes de la distribuidora.

Sin embargo, también hay argumentos en contra de este criterio, entre los cuales pueden mencionarse los siguientes:

- a. Si se querían graduar las multas de los puntos 2.2 y 3.2 entonces ello debió haberse incluido taxativamente allí o en el punto 5.5 cuando se vuelve a referir a las multas por defectos en la calidad del producto y servicio técnicos. De hecho, en este último punto se nota la aplicación de los principios generales “de acuerdo” a lo establecido en los puntos 2.2 y 3.2.
- b. Si el cómputo de las sanciones por este tipo de fallas, que son bonificadas a los usuarios que las sufrieron, fuese ajustable en función de la aplicación del criterio del regulador, el rol de dichas sanciones como sustitutas de compensaciones por medio de una eventual acción civil ante la Justicia podría debilitarse, generando un daño muy importante al esquema de responsabilidad limitada en la prestación del servicio.

Naturalmente, puesto que hasta el presente no se han graduado las multas en función de la reincidencia, por ejemplo, la interpretación del ENRE ha sido que los argumentos en contra son suficientemente sólidos como para desaconsejar un cambio en este sentido. Efectivamente, según el último de los argumentos mencionados en contra de dicha posibilidad, las bonificaciones a los usuarios deben regirse según criterios muy taxativos y que no queden librados a la discrecionalidad del organismo regulador, puesto que los costos potenciales ante una acción en contrario serían muy altos, llegando incluso a ser virtualmente imposible computar las contingencias por fallas del servicio de las que las empresas distribuidoras, y eventualmente el Estado concedente, serían responsables.

En cualquier caso, y puesto que quedan involucrados argumentos legales de distinta generalidad, la interpretación del contrato en cuanto a la graduación de las sanciones por deficiencias reiteradas, por ejemplo, es problemática y en cierta medida escapa al análisis económico tradicional. De hecho, podría argumentarse que subsanando un mal ordenamiento del punto 5.5, por un lado, y los puntos 2.2 y 3.2 por el otro lado, la aparente ambigüedad quedaría totalmente resuelta y sería indiscutible la imposibilidad de graduar las penalidades por reiteración, antecedentes, etc.

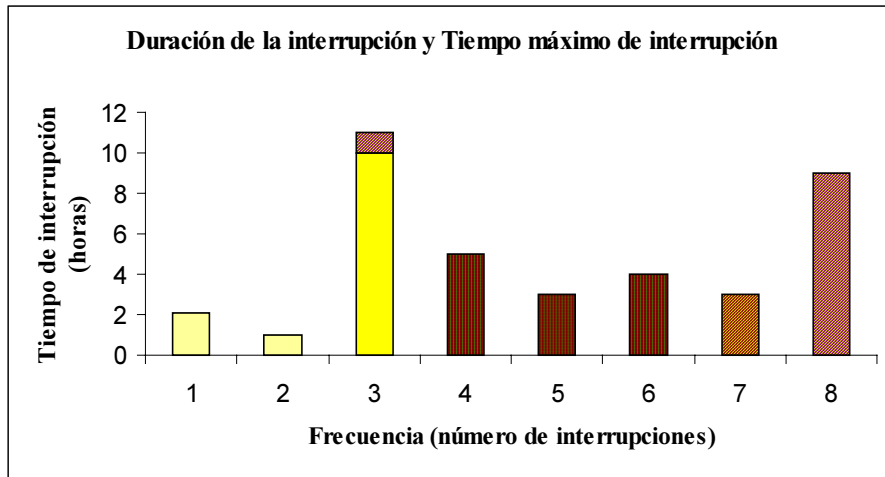
Sin dudas, por otra parte, la teoría económica tiende a considerar preferencias individuales en las que la tasa marginal de sustitución entre bienes es decreciente (vgr., curvas de indiferencia convexas al origen). En ese sentido, al ser mayor el número de fallas del servicio eléctrico, mayor es la disponibilidad de pago por parte de los usuarios para reducir las mismas. En otras palabras, según las funciones de preferencias típicamente adoptadas en la teoría económica, el valor asignado a la mayor calidad del servicio eléctrico aumenta cuando la magnitud y frecuencia de la falta de suministro o deficiencias en su calidad son

mayores, de forma tal que un diseño eficiente de la función de penalidades debería, de alguna manera, graduar las mismas en función de dicha reincidencia.

La duración de los cortes y el cómputo de las penalidades.

Otro ejemplo surge a partir de la aplicación de las penalidades por duración de los cortes. Hasta el “apagón” de Edesur en Febrero de 1999, sólo (el excedente de) la energía no suministrada en interrupciones continuas de más 10 horas durante un semestre era bonificada al usuario damnificado en el semestre siguiente, a partir de interpretar que el tiempo máximo permitido de interrupción corresponde a las 10 horas de interrupción como se señala en el punto 3.2 del subanexo. Sin embargo, desde entonces toda la energía no suministrada en un semestre a partir de una interrupción continua de 10 horas es bonificada al usuario damnificado, apoyándose esta interpretación en que la redacción del punto 3 hace referencia a que la calidad del servicio técnico debe evaluarse en base a la duración total de la interrupción, definida como el “tiempo total sin suministro en un período determinado”, siendo 10 horas el tiempo máximo permitido de una interrupción.

La diferencia entre ambas interpretaciones puede ilustrarse con el ejemplo gráfico a continuación. Considerando una medición semestral con 8 interrupciones superiores a los 3 minutos (cuya duración se indica en el eje de las ordenadas), y recordando que un usuario residencial sólo recibe una bonificación a partir de la séptima interrupción independientemente de su duración, la interpretación del ENRE previa a 1999 era que debía bonificarse el área rayada en los cortes 3, 7 y 8, mientras que en la nueva interpretación también incluye el área cuadrículada en las interrupciones 4, 5 y 6.



Alcance de la medición del producto técnico.

Otros aspectos del contrato también dejan distintos márgenes de discrecionalidad. En primer lugar, en lo que se refiere a la medición del producto técnico, se indica que debe realizarse para *cada* suministro, sugiriendo que es para *todos* los usuarios. Sin embargo, la medición que lleva a cabo el ENRE es parcial, realizando alrededor de 300 mediciones válidas por mes que son rotadas para alcanzar unas 1800 mediciones semestrales. Puesto que estas mediciones se realizan a menudo en centros de transformación de media/baja tensión, por su intermedio se contabiliza la calidad del producto “aguas abajo”, de forma tal que de hecho se mide la calidad del producto técnico de un número significativamente mayor de usuarios (aunque en el año los mismos rondarían los 150 mil, menos del 3% del total de conexiones en el área regulada). Si bien es económicamente razonable realizar una medición parcial debido al elevado costo de los registradores

(incluyendo su lectura, mantenimiento, etc.), claramente el número de puntos de medición podría de acuerdo al contrato ser significativamente mayor, potenciándose las multas por deficiencias en el producto técnico en principio tantas veces como se multiplique el número de observaciones realizadas (suponiendo aleatoriedad en las muestras). Claramente, puesto que el costo de esta extensión en la medición recaería sobre las empresas distribuidoras, hay aquí un elemento de discrecionalidad en manos del ENRE que no ha sido utilizado al presente.

Otros problemas de diseño aunque no de interpretación.

Por último, el subanexo contiene distintos aspectos susceptibles de críticas y revisiones que no descansan en problemas originados por la ambigüedad en su interpretación, sino que se originan en su propio contenido y diseño. En primer lugar, la confusión entre las multas y penalidades por fallas en el contrato entre las distribuidoras y sus usuarios, por un lado, y entre las distribuidoras y el Estado por el otro, que originó una modificación contractual en 1995. Efectivamente, la reversión a los usuarios y/o terceros damnificados de las sanciones aplicadas a partir del punto 6 del subanexo, básicamente referidas a la seguridad pública y suministro de información para el control del servicio, ha sido eliminada en la Ley de Presupuesto de 1995, constituyendo las mismas fondos con destino al Tesoro Nacional, en virtud de la imposibilidad de implementar la identificación correspondiente de manera no arbitraria (salvo en el caso del “apagón” de Edesur, en el cual la multa extraordinaria, en la cual paradójicamente se argumentó el riesgo generado en la vía pública para poder fijar valores superiores a los previstos en el punto 3.2, fue dirigida a los usuarios directamente damnificados).

En segundo lugar, el excesivo margen que brindan las definiciones de la máxima interrupción permitida y del límite máximo de tiempo total sin suministro en un período determinado, permitiendo aún en base a la interpretación más restrictiva que utiliza el ENRE desde 1999 que un usuario residencial carezca de suministro por hasta casi 60 horas semestrales producto de 6 cortes levemente inferiores a las 10 horas de duración cada uno. Naturalmente, a partir de estos elevados mínimos permitidos en las fallas del servicio técnico las empresas distribuidoras pueden optimizar los cortes para evitar incurrir en penalidades. Como lo revela un estudio del ENRE donde se comparan las penalidades pagadas por las distribuidoras del GBA, ello es precisamente lo que ha hecho Edesur, logrando así pagar bonificaciones muy bajas a pesar de que la cantidad de energía no suministrada fue similar a la de Edenor, quien sí debió pagar elevadas bonificaciones al no realizar esta optimización de manera tan eficiente.

Este mismo problema puede analizarse en base a las mediciones de calidad del servicio realizadas por el ENRE (año 1997), arribando a algunas conclusiones adicionales (ver Tabla 1). En primer lugar, se observa que el nivel de calidad representado por la frecuencia de cortes es similar en Edesur y Edenor pero inferior en Edelap, en particular por cuanto el porcentaje de usuarios afectados por más de 6 cortes en el semestre es similar en las primeras dos empresas pero más del doble en la última (columna 1). En segundo lugar, el consumo promedio de los usuarios que deben ser bonificados es en todos los casos menor al consumo de quienes no deben serlo (columnas (2) y (3)), y en ese sentido Edesur y Edelap son más “eficientes” que Edenor en la administración de las interrupciones, puesto que logran focalizar mejor las bonificaciones en aquellos usuarios que requieren menor compensación por ser menor su consumo. Observando la columna (2) en particular, a pesar de que Edesur y Edenor tienen el mismo porcentaje de usuarios que deben ser bonificados por reiteración de interrupciones, Edesur debe remunerar sólo el 6,5% del total de la energía no suministrada mientras que Edenor debe hacer lo propio con el 8,6%. Observando la columna (3), en cambio, se observa que si bien Edelap debe bonificar el 14,9% de la energía no suministrada, este porcentaje es el más bajo al

compararse con el 20,2% de usuarios que reciben dicha compensación. En tercer lugar, la columna (4) permite dos lecturas distintas, no necesariamente contradictorias y posiblemente complementarias: a) las empresas logran focalizar los cortes en aquellos centros de transformación de MT/BT que tienen menor número de usuarios; b) los cortes se producen con mayor frecuencia en las zonas menos densamente pobladas, donde el número de usuarios por transformador afectado es menor (esta segunda interpretación es consistente con la mayor incidencia rural en Edelap y la menor incidencia en Edenor). Por último, en la columna (5) se incluye información respecto a las bonificaciones acumuladas en concepto de fallas en el servicio técnico desde el comienzo del actual período de gestión; considerando la bonificación por MWh de energía no suministrada en 1997, el menor pago corresponde a Edesur, que con indicadores similares de calidad que Edenor ha pagado cifras muy inferiores. En el caso de Edelap el mayor pago podría estar explicado por la menor incidencia del rango de cortes permitidos respecto del mayor número de interrupciones por usuario (vgr., el SAIFI de Edelap fue 11,4 en 1997 vs. 8,16 de Edesur, y el SAIDI fue de 23,14 vs. 12,6).⁵ De todas formas, la columna (5) sólo es relevante si el supuesto implícito (que las penalidades han evolucionado de manera relativamente constante entre las empresas en los últimos 6 años) es válido.

Tabla 1: Perfil de interrupciones según frecuencia (Usuarios en Baja Tensión), 1997

i = número de interrupciones	% usuarios con i > 6	% energía no suministrada para i > 6	Consumo usuario bonificado/ consumo usuario no bonificado	Usuarios bonificados por transformador / usuarios no bonificados por transformador	Bonificación por servicio técnico 1994-99 / MWh no suministrado en 1997
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Edesur	9,5%	6,5%	0,67	0,32	0,57
Edenor	9,6%	8,6%	0,88	0,57	0,92
Edelap	20,2%	14,9%	0,69	0,31	1,52

Fuente: Elaboración propia en base datos del ENRE.

Conclusiones similares se obtienen si la muestra se ordena según sea el tiempo total sin suministro en el semestre. Así, el porcentaje de usuarios con más de 20 horas sin servicio en el semestre es menor en Edesur (1,3%) que en Edenor (2,7%) y en Edelap (3,8%), verificándose relaciones similares a las presentadas en la Tabla 1 en el resto de las variables (el consumo medio de los usuarios con más de 20 horas sin servicio en el semestre es menor al del resto de los usuarios afectados con cortes menores, y también es menor el número de usuarios por transformador cuando el tiempo total sin suministro supera en promedio las 20 horas).⁶

Vale decir, la información disponible refleja la política más exitosa en el manejo de las interrupciones para evitar las penalidades por parte de Edesur respecto de Edenor, aunque resulta difícil compararla relativamente a la de Edelap, pero dentro de una práctica generalizada de administración de las interrupciones por parte de las 3 distribuidoras.

Obviamente, es perfectamente lógico y no debería ser motivo de reproche alguno que las empresas administren las interrupciones con el fin de minimizar el pago de las penalidades que el contrato determina. De hecho, ello es lo que se procura por medio del diseño de la función de penalidades. El problema en el caso bajo consideración está en que difícilmente pueda argumentarse que la calidad del servicio de Edesur (en términos de la menor pérdida ocasionada a usuarios en su conjunto como resultado de fallas en el suministro) supere a la calidad del servicio de Edenor cuando los indicadores SAIFI y SAIDI, por ejemplo, son similares. Esto es, el problema está en que el diseño de las

penalidades no refleja los costos por la calidad deficiente del servicio, lo que constituye una evidencia clara de que la estructura de penalidades debe ser revisada en el futuro aún cuando el nivel de las penalidades en promedio no se altere.

Por último, llama la atención que la función de penalidades es la misma en Edesur, Edenor y Edelap a pesar de que las características geográficas y económicas de los usuarios en las distintas áreas (fundamentalmente la última) podrían sugerir diferencias en la valoración de la energía no suministrada y en los costos de proveer dicha energía. Como se discutió en la sección anterior, estas características diferenciales merecen distintos tratamientos desde el punto de vista del diseño óptimo de las penalidades, pero ello está asociado a la posibilidad de que los precios se ajusten a los distintos costos que deben incurrirse para proveer una calidad comparable. Naturalmente, en lo que se refiere al primer período tarifario de 10 años que concluye en el año 2002, la ausencia de diferenciación tarifaria y de penalidades en Edenor y Edesur vs. Edelap, con importantes subsidios cruzados entre usuarios de distintas zonas (ya que las categorías tarifarias no reconocen diferencias entre usuarios en zonas rurales y urbanas), a pesar de que los costos son mayores en el último caso por la mayor incidencia rural, fue descontada en el precio pagado por la empresa al momento de la licitación. Sin embargo, para inducir inversiones hacia el futuro, y una vez que son las nuevas inversiones las que deben recibir una tarifa que permita una rentabilidad razonable, el problema se hace tangible. En particular, debe analizarse si en la revisión tarifaria del año 2002 se permitirá una mayor tarifa promedio a Edelap o bien la función de penalidades será menos exigente.⁷

4. La experiencia internacional: regulaciones e indicadores de calidad en EE.UU. y Gran Bretaña.

Rivier Abbad (1999) recopila las características centrales del control de la calidad del servicio de distribución eléctrica en distintas experiencias internacionales (Chile, Gran Bretaña, Francia, Noruega, España y una propuesta existente en Nueva York), concluyendo que en los países menos desarrollados existe un mayor cuidado respecto de la calidad del producto y servicio técnicos como consecuencia de contar con niveles de calidad menos satisfactorios que en los países de mayor desarrollo. Según dicho trabajo, los países más desarrollados consideran más importante (y penalizan más fuertemente) fallas en la calidad del servicio comercial —en relación al producto y servicio técnicos—, al tiempo que se acepta que los estándares de calidad deben ser menores en zonas rurales que en las zonas urbanas debido al costo diferencial de un suministro de igual calidad en ambas.

Considerando la regulación de la calidad del servicio eléctrico en algunos estados de los Estados Unidos y en Gran Bretaña, es posible argumentar un punto de vista ligeramente distinto. En particular, en estos países desarrollados la regulación de la calidad también es al presente una prioridad en el sector energético aún cuando la forma que la misma toma puede diferir en algún caso (por ejemplo, en EE.UU. la evaluación realizada tiende a ser más discrecional).⁸

Estados Unidos

En los EE.UU. la regulación de la distribución y comercialización del servicio eléctrico es llevada a cabo por los estados y por ende no existe un modelo único aplicado. No obstante, hay un conjunto pequeño de estados (básicamente California, Illinois, Nueva York y Massachusetts) que a lo largo de este siglo han sido los más innovadores en términos regulatorios, mientras el resto de los estados típicamente fue adoptando las innovaciones exitosas.

Considerando la experiencia en California, Illinois, Nueva York y el estado de Washington se puede concluir que en estos estados hay un seguimiento cercano respecto de la calidad del servicio eléctrico, aunque en cierto sentido las consecuencias de una calidad deficiente no están expuestas en una función de penalidades explícita. Sin embargo, según surge de un estudio realizado por la *Iowa Utilities Board* (1999), existe una tendencia a nivel nacional que muestra un cambio desde un cumplimiento voluntario de estándares de confiabilidad hacia la determinación de estándares obligatorios, incluso en cuanto al uso de incentivos en las revisiones de tarifas basadas en el desempeño. Al respecto, al tiempo que la mayor discrecionalidad histórica es consistente con la alta reputación y calidad del Poder Judicial (en particular respecto de su participación en la regulación de los servicios públicos) y la tradicional regulación por tasa de retorno, debe notarse que la paulatina incorporación de regulaciones más modernas y cercanas a la regulación price-cap (o formas intermedias de “regulación–incentivo”) contribuye a explicar porqué comienza a debatirse la introducción de estándares más precisos de calidad acompañados por penalidades también más visibles.

Gran Bretaña

La regulación de la calidad en Gran Bretaña combina aspectos de la experiencia más tradicional norteamericana, donde hay estándares globales sin sanciones económicas explícitas ante su incumplimiento, con aspectos de la experiencia argentina, donde se audita el cumplimiento de estándares individuales para cada usuario y se establecen penalidades explícitas que se traducen en bonificaciones a los usuarios afectados. Esto es consistente con el hecho de que la regulación price-cap requiere mayor cuidado en relación a inducir una calidad aceptable del servicio.

Efectivamente, la regulación británica contiene requerimientos de calidad fijados por el Director General de OFFER (OFGEM desde 1999, al fusionarse OFFER con OFGAS) en base a consultas con las empresas distribuidoras y representantes de los usuarios de dos tipos: estándares garantizados y estándares generales.

Los *estándares garantizados*, aplicables a los “tariff customers” (vgr., usuarios cautivos y con tarifas reguladas), cubren 11 dimensiones del servicio eléctrico: 1) tiempo de respuesta ante un cable dañado: entre 3 y 4 horas, 2) restitución del suministro luego de interrupciones: dentro de las 24 horas, 3) provisión de energía y medidor: hasta 2 días para usuarios residenciales y el doble para el resto, 4) estimación de cargos de conexión: hasta 5 días para trabajos simples y hasta 15 para el resto, 5) tiempo de aviso de interrupción del servicio: mínimo de 5 días, 6) tiempo para la investigación de reclamos por voltaje: visita en menos de 7 días o respuesta escrita sustancial en 5 días, 7) respuesta a problemas de medición: ídem anterior, 8) respuesta frente a reclamos comerciales sobre facturas: una respuesta sustancial en 5 días, 9) disponibilidad para las consultas personales: por la mañana y por la tarde según lo solicite el usuario, 10) comunicación a los usuarios la bonificación que les corresponde según los estándares garantizados: notificar por escrito y realizar el pago dentro de los 10 días hábiles posteriores a la falla, y 11) respuesta a problemas en la medición para el pago anticipado: entre 3 y 4 horas.

A su vez, los *estándares globales* se refieren al cumplimiento de indicadores agregados de calidad. Al presente estos son: 1) porcentaje mínimo de usuarios con restitución del servicio dentro de las 3 horas y de las 24 horas posteriores a una interrupción, 2) porcentaje mínimo de usuarios con fallas en el voltaje corregidas dentro de los 6 meses, 3) porcentaje mínimo de usuarios residenciales conectados al servicio dentro de los 30 días y de usuarios no residenciales conectados dentro de los 40 días, 4) porcentaje mínimo de usuarios desconectados que son reconectados dentro del mismo día hábil luego de pagar su factura o hacer arreglos de pago, 5) porcentaje mínimo de usuarios que son visitados

dentro de los 15 días luego de solicitar un traslado de medidor, 6) porcentaje mínimo de usuarios cuyos medidores son reemplazados dentro de los 10 días posteriores a la solicitud del usuario, 7) porcentaje mínimo de usuarios cuyos medidores son leídos al menos una vez en el año, y 8) porcentaje mínimo de las cartas de usuarios respondidas dentro de los 10 días hábiles.

Como puede apreciarse, son muchas las dimensiones sujetas a regulación. A su vez, resulta interesante notar que tanto los estándares como las penalidades asociadas ante su incumplimiento han evolucionado durante los últimos 10 años. Así, por ejemplo, la falla en restituir el servicio en 24 horas luego de una interrupción tenía en 1989 una penalidad de £20 (aproximadamente \$36) más £10 por cada 12 horas de interrupción adicional, mientras que al presente dichos valores se han incrementado respectivamente a £50 y £25.⁹ Además, debe repararse en que los estándares que rigen a las 14 empresas distribuidoras reguladas por el OFGEM varían en función de las distintas condiciones geográficas y según haya sido el desempeño previo a la privatización.

A partir del corriente año, y en oportunidad de la revisión tarifaria quinquenal, se han verificado distintos incrementos en los estándares de calidad. Concretamente, se fijaron nuevas metas globales para el final del quinquenio, se decidió que las condiciones climáticas severas continúen siendo exceptuadas, reducir a 18 horas las interrupciones permitidas siendo el pago automático en caso de requerirse una bonificación desde el año 2002, e incrementar el estándar global asociado al 99,5% (porcentaje mínimo de usuarios con servicio restablecido en menos de 18 horas luego de una falla). También se estableció que a partir del año 2002 se incorporará un nuevo estándar respecto del número máximo de fallas permitidas por usuario y en términos globales (tal que el 99% de los usuarios sufran un número menor de cortes que ese límite), aunque el número máximo de fallas anuales permitidas aún no ha sido determinado (la visión de OFGEM es que deberían ser 5, aunque dicho estándar podría diferir entre compañías). Además, aún cuando no se penalizan las interrupciones transitorias (menores a 1 minuto), las empresas tienen la obligación de contabilizarlas e informar al respecto a partir del año 2001, de la misma forma que a partir del año 2002 el 80% de las respuestas telefónicas deben realizarse dentro de los 15 segundos en situaciones normales y el 90% en 30 segundos en circunstancias excepcionales.

En lo que respecta a la evolución de la calidad del servicio eléctrico, la experiencia británica muestra una mejora en los indicadores agregados de calidad durante los últimos 10 años, aunque ello ha ocurrido en particular a partir del primer año del establecimiento de los estándares garantizados y globales (1990). Por otra parte, pueden identificarse importantes diferencias según las distintas empresas distribuidoras, básicamente por diferencias en los puntos de partida al momento de la privatización que a su vez están relacionados con las condiciones geográficas de sus respectivas áreas de servicio.

5. Evaluación de las penalidades existentes y propuesta de reforma.

La revisión de la experiencia internacional y las características de la regulación de tipo price-cap señalan la importancia de la regulación de la calidad del servicio eléctrico por medio de la determinación de penalidades que lleven a las empresas a internalizar los costos sufridos por sus usuarios ante una mala calidad del suministro. Naturalmente, los costos ocasionados a los usuarios están directamente ligados a la voluntad de pago por el servicio, al tiempo que un vínculo semejante entre penalidades y tarifas es inescapable en una perspectiva regulatoria de largo plazo donde las empresas deben poder cubrir los costos operativos y obtener una ganancia razonable sobre el capital invertido.

La evaluación del caso argentino requiere: a) tener una noción de la gravedad del problema de calidad, b) tener una noción de los costos implicados en el mejoramiento de la misma, y c) analizar la correspondencia entre penalidades y demanda de calidad del servicio por parte de los usuarios.

En relación al primer punto, la información recogida permite reconocer un amplio margen para la mejora en la calidad del suministro eléctrico. Por ejemplo, como se resume en la Tabla 2, los indicadores SAIDI y SAIFI en la Argentina oscilan en valores muy superiores a los de EE.UU. y Gran Bretaña, aún eliminando catástrofes y comparando con zonas más desfavorecidas (regiones con mayor costo por características geográficas y demográficas).

Tabla 2: Indicadores de calidad: SAIDI y SAIFI anuales (promedio, máximo y mínimo)

	SAIDI promedio ^{a,b}	SAIDI máximo	SAIDI mínimo	SAIFI promedio	SAIFI máximo	SAIFI mínimo
Argentina (1997) ^c	14,87	23,14 (Edelap)	8,88 (Edenor)	9,72	8,16 (Edesur)	11,4 (Edelap)
Gran Bretaña (1998) ^{d,f}	1,59	3,7	0,75	0,85	1,55	0,38
California (1998) ^e	2,0	3,0	0,8	1,86	2,7	1,3
Illinois (1998) ^f	6,08	10,0	1,35	2,0	2,84	0,66
Washington (1997) ^g	1,62	4,47	0,72	1,76	8,3	0,21

Nota: a) promedios lineales; b) SAIDI medido en horas; c) Edesur, Edenor y Edelap; d) cortes incluyen tormentas y cortes programados; e) se consideran cortes mayores a 5 minutos; f) se consideran todo tipo de cortes mayores a 1 minuto; g) distintas compañías contabilizaron cortes mínimos de distinta duración.

No obstante ello, una comparación internacional del margen de distribución permitiría tener una primera impresión sobre la suficiencia de los niveles tarifarios actuales con el fin de cubrir el costo ante una importante mejora en la calidad del suministro. Sin embargo, una comparación integral de los índices de calidad debe considerar los distintos niveles tarifarios en el segmento de distribución contemplando las diferencias geográficas que en promedio caracterizan a las distintas experiencias, diferencias en el costo del capital, en la productividad de los insumos (por distintos contextos regulatorios), en la evolución histórica de la calidad del servicio para captar inversiones pasadas, composición de la demanda, etc. Esta tarea queda fuera del alcance de este trabajo, aunque como punto de referencia inicial cabe notar que el valor agregado de distribución (VAD) de las distribuidoras eléctricas del GBA es similar o superior al de varias de las empresas de EE.UU. y Gran Bretaña consideradas anteriormente, sugiriendo muy preliminarmente que no serían necesarios grandes ajustes tarifarios para permitir mejorar sustancialmente los estándares de calidad dentro de un plazo razonable (al menos en un contexto regulatorio y de riesgo-país razonables).

En lo que respecta al último punto, finalmente, cabe comparar las dimensiones de calidad reguladas, por un lado, y el diseño de las penalidades (incluyendo nivel y estructura) por el otro. En el primer caso, la experiencia internacional muestra cierto énfasis mayor en cuanto a requerir la publicidad en la información sobre distintos indicadores de calidad, pero en todos los casos se consideran aspectos que como en la Argentina pueden agruparse en el cuidado por la calidad del producto técnico, el servicio técnico, el servicio comercial y la seguridad pública. En el caso argentino, los estándares implícitos de calidad tienen una definición individual, a nivel de suministro, tal como ocurre en Gran Bretaña, mientras que tanto en EE.UU. como en Gran Bretaña se consideran estándares globales cuyo cumplimiento es informalmente considerado en los respectivos ajustes tarifarios. En estas experiencias, por otra parte, se está comenzando a exigir información sobre el

servicio a los usuarios que reciben la peor calidad como mecanismo para focalizar el esfuerzo regulatorio en la mejora de la calidad del suministro de dichos clientes.

Observando específicamente el diseño de las penalidades vigentes en las concesiones del servicio de distribución eléctrica en el GBA y GLP, entonces, pueden hacerse las siguientes observaciones y propuestas de reforma en el mediano plazo, según lo permita el marco legal vigente:

- a) *Rango de variación del voltaje y penalidades por fallas en el producto técnico.* Los rangos vigentes son razonables según la experiencia internacional, de forma tal que no debería haber modificaciones importantes en este sentido. Sin embargo, la realización de un número reducido de mediciones sin su posterior utilización estadística para inferir fallas a nivel poblacional reduce la incidencia de este tipo de penalidad y por ende no permite transmitir los incentivos adecuados para la realización de inversiones u otras medidas operativas que permitan mejoras sustanciales en esta dimensión.
- b) *Diferenciación entre usuarios según localización.* La única diferencia que existe es en cuanto al estándar del producto técnico, pero las tarifas no diferencian entre usuarios rurales y urbanos. Concretamente, la estructura tarifaria y los requerimientos de calidad no difieren entre las 3 empresas distribuidoras aunque sí hay diferencias importantes en la composición de la demanda y los costos asociados. Así, sería conveniente diferenciar entre Edelap, por un lado, y Edenor y Edesur, por el otro lado, en cuanto a la flexibilidad necesaria en las tarifas, o bien respecto de la tarifa media si se pretende mantener el subsidio cruzado actual entre usuarios rurales y urbanos, para contemplar distintos costos asociados a la misma calidad implícita según las mismas funciones de penalidad en dichas áreas, o bien diferenciar penalidades.
- c) *Duración total sin suministro, tiempo máximo de interrupción y número de interrupciones permitidas.* La determinación de estos parámetros debe resultar a partir de una estimación de las preferencias y voluntades de pago de los usuarios. Por otra parte, suponiendo que el costo marginal frente a una falla del servicio no sea lineal con la duración de una interrupción sino creciente y que también es creciente el costo de cada interrupción a medida que aumenta el número de interrupciones (por la convexidad de preferencias), importa tanto la duración de cada interrupción como el número de instancias que provocaron dicha interrupción; por ello, desde una perspectiva teórica al menos, las penalidades deberían ser crecientes por cada corte según su duración y según su reiteración. En ese caso, sin embargo, podría simplificarse (aunque imperfectamente) y establecerse una penalidad creciente en función del tiempo total sin suministro dentro del período, fijando máximos permitidos en cuanto a la duración de los cortes individuales y al número de cortes sufridos. Así, el tiempo máximo de interrupción permitido podría, por ejemplo, ser 4 horas, y el número máximo de interrupciones en el semestre ser 5, penalizando todo el excedente en cuanto a duración de los primeros 5 cortes como el total de la energía no suministrada desde el sexto corte en adelante, e incrementando fuertemente el valor unitario de dicha penalidad cuando la reiteración de interrupciones o su duración acumulada resulten alarmantemente deficientes; de esta manera, en vez de ser posible que un usuario no reciba suministro por 60 horas en un semestre sin ser bonificado como ocurre actualmente, como máximo podrá ocurrirle durante 20 horas, reduciendo el margen de las distribuidoras para “administrar” los cortes. Similarmente, si bien la medición semestral es correcta, sería posible incluir un estándar bianual por el cual los usuarios serían bonificados aún si en ningún semestre calificaron a tal efecto mientras de forma reiterada hubiesen estado próximos a hacerlo.

- d) *El nivel de las penalidades.* Según los contratos de concesión los usuarios residenciales reciben \$1,4 por KWh no suministrado sujeto a penalidad (lo que representa un monto inferior a \$10 por día sin servicio para un consumo residencial típico), valor que si bien es más de 10 veces el precio de la energía es muy reducido en comparación por ejemplo con la penalidad vigente en Gran Bretaña (que por otra parte es similar la aplicada a Edesur en el caso del “apagón” de Azopardo con carácter excepcional por el ENRE en 1999, vgr., \$90 por día sin suministro). En ese sentido, más allá del nivel final que se elija para la penalidad, que debería depender de la estimación de preferencias de los usuarios, esta excepcionalidad debe quedar explícitamente reflejada en el diseño, estableciendo que las penalidades normales serán complementadas por una penalidad adicional aplicable a las interrupciones individuales de más de 24 horas, y también ante más de 20 interrupciones en un mismo semestre, por ejemplo. Efectivamente, dejando de lado el caso del “apagón”, la incidencia de las penalidades en los balances de las distribuidoras del GBA es prácticamente insignificante. Así, si bien parece claro que las penalidades deben cuanto menos hacer explícito el tratamiento de casos excepcionales como el del “apagón” o incluso menos extremos, el ajuste preciso debería ser función de cálculos más acabados que reflejen las preferencias de los usuarios, pudiendo incluso incluir un menú de opciones de confiabilidad, bonificaciones y tarifas como se discute más adelante.
- e) *Estándares globales de calidad.* A partir del cuarto año de cada concesión los contratos no fijan estándares globales de calidad (más allá de prever la posible ejecución de las garantías de la concesión si la calidad global fuese insuficiente, medida indirectamente por la acumulación de multas hasta un 20% de la facturación anual o el incumplimiento de las intimaciones del ENRE), ni tampoco estándares respecto de la calidad mínima requerida para los usuarios peor servidos como ocurre en Gran Bretaña por ejemplo. Al respecto, tales estándares podrían efectivamente ser innecesarios en la medida en que los estándares individuales que sí existen sean correctamente diseñados. En ese sentido, no parece razonable innovar con la introducción de estándares globales en la medida en que también se proyecte realizar una modificación sustantiva en la estructura y posiblemente también el nivel de las penalidades por fallas en el servicio a nivel de cada suministro (más allá de que sería natural, posible y deseable requerir la publicación de algunos indicadores globales que permitan evaluar periódicamente la evolución de la calidad en general).
- f) *Destino de las multas.* En las experiencias consultadas es frecuente que las multas se reflejen en reducciones tarifarias aplicadas al conjunto de los usuarios, pero ello no resulta apropiado cuando los niveles de calidad muestran diferencias muy significativas entre distintos usuarios. Naturalmente, aquellas fallas en el servicio que no se correspondan de manera identificable con usuarios individuales deben ser “socializadas” en forma de menores tarifas para el conjunto, pero mientras sea posible resulta altamente positiva la correspondencia entre precio efectivo y calidad del servicio observada en la Argentina a nivel de cada suministro.
- g) *Penalidades vs. incentivos (premios y penalidades).* En algunas experiencias se han utilizado (o se proponen) premios por una superación de estándares de calidad combinados con castigos en caso contrario. Debe notarse que lo importante como incentivo es la diferencia entre ambos, y que la penalidad promedio esperada es la que se refleja en la tarifa con el fin de permitir una rentabilidad razonable en el largo plazo, de forma tal que ambos esquemas son similares una vez hecha esta consideración y su correspondiente implicancia tarifaria. En general, dado que la visibilidad de las tarifas seguramente sea mayor cuando solamente se incorpora una penalidad en vez de incentivos más amplios, la balanza debería inclinarse hacia el esquema utilizado en

la Argentina donde sólo hay penalidades. Sin embargo, en el contexto de un fuerte incremento en la calidad inducida, la introducción de premios contingentes podría permitir un menor incremento tarifario ex-ante y facilitar la aceptación pública del cambio a instrumentar.

- h) *Responsabilidad de la distribuidora por fallas en la red de transmisión.* Puesto que en el esquema regulatorio argentino la inversión en transporte surge a partir de las voluntades de pago reveladas por parte de generadores y usuarios, resulta apropiado que la demanda por calidad de los usuarios en baja tensión –residenciales y comerciales básicamente– esté reflejada en la voluntad de pago expresada por las distribuidoras que les suministran el servicio. Para que esto ocurra, a su vez, las distribuidoras deben percibir el costo de la ausencia de inversiones de transporte necesarias que contribuyan a una mayor calidad del servicio final, y en ese sentido es correcto que las mismas sean responsables por todas las fallas del servicio, independientemente de si las mismas se originaron en el segmento de transporte o distribución. Dado que al presente las multas son aplicadas cuando las fallas sean “por causas imputables a la distribuidora”, las revisiones quinquenales futuras deberían abordar este punto cuidadosamente.
- i) *Responsabilidad por generación insuficiente.* Los contratos de concesión establecen que las distribuidoras deben “adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica ... debiendo asegurar las fuentes de aprovisionamiento”. La insuficiencia en la generación, actividad realizada en un contexto competitivo, es posible si la infraestructura de reserva no está en condiciones operativas razonables, pero dado que las distribuidoras no pueden realizar contratos que aseguren dicha oferta marginal cuando el mecanismo de passthrough sólo reconoce un precio estacional de la energía y el despacho es ordenado por Cammesa en base a costos declarados de los generadores, es discutible la razonabilidad de su obligación frente a faltantes de energía en el sistema.
- j) *Cortes programados.* En la legislación éstos no aparecen diferenciados de los cortes no programados, y la forma más transparente y eficiente de lidiar con ellos es que ambos efectivamente reciban igual trato, ya que en ese caso las empresas escogerán cuándo realizar los cortes programados para minimizar las penalidades que deben afrontar, mientras que si se diferenciaban los mismos podrían ocurrir abusos y una pérdida de relación entre los costos ocasionados a los clientes y las penalidades pagadas. Eventualmente, podría establecerse un tiempo máximo de cortes programados para cada suministro (por ejemplo 3 horas al semestre) no penalizado.
- k) *Estacionalidad de las tarifas y del sobre costo de la calidad.* Por último, hay que evaluar ajustes tarifarios estacionales para cargar los costos a incurrir por inversiones y otras erogaciones para atender mayores requerimientos de calidad a las demandas estacionales según su incidencia, evitando subsidios cruzados e ineficiencia en las decisiones de consumo.

Referencias

IOWA Utilities Board (1999): Reliability: Emerging Competition in the Electric Industry, Docket No. NOI-95-1, A Staff Analysis, March 1999.

OFGEM: Review of Public Electricity Suppliers 1998 - 2000: Distribution Price Control Review: Consultation Paper, May 1999a.

OFGEM: Review of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000: Distribution Price Control Review: Final Proposals, December 1999b.

Rivier Abbad, Juan: "Revisión Internacional de las Regulaciones de Calidad", Capítulo 3 de su Tesis Doctoral Calidad del Servicio, Regulación y Optimización de Inversiones, Universidad Pontificia de Madrid, 1999.

Tirole, Jean: The Theory of Industrial Organization, MIT Press, 1988.

Anexo: Shocks aleatorios y el costo esperado de la penalidad

Considere la existencia de un shock aleatorio por el cual el número de fallas observado puede diferir del nivel que la empresa espera obtener a partir de sus decisiones productivas. Si a partir de ello es posible incluso que la empresa no reciba penalidad alguna (vgr., $F < L$), los efectos emergentes son básicamente dos: 1) el costo esperado producto de la función de penalidades es mayor al que se representa en las Figuras 1, 2 y 3 del texto, y 2) el costo marginal de la penalidad disminuye. El efecto combinado es el siguiente: 1) el costo total esperado aumenta, y por ende las tarifas deben ser mayores para el mismo nivel de calidad, pero 2) la decisión óptima de la empresa contiene un nivel de fallas mayor que el resultante en un contexto determinístico.

Vale decir, si el número de fallas tiene una distribución cuyo soporte hace posible que el número observado resulte inferior a L entonces hay una asimetría por la cual el costo del número de fallas esperadas es menor al costo esperado de las fallas (suponiendo neutralidad al riesgo por parte de la empresa). Esto es, aún cuando el número de fallas esperado se represente por F^* , el costo esperado (promedio vertical) asociado incluye penalidades igual a cero cuando el shock es muy negativo pero penalidades crecientes cuando el shock es muy positivo, de forma tal que dicho costo esperado resulta mayor al que se refleja en la función C_{tot} para el nivel cierto de fallas F^* en la Figura 1. Al mismo tiempo, como siempre es posible no recibir penalidades aún cuando el número esperado de fallas supere al máximo permitido, la penalidad marginal esperada es inferior a la que corresponde a un nivel de fallas ciertas superior a L , y por ende la decisión de la empresa será inducir un nivel de fallas mayor que en ausencia de dicha aleatoriedad.

La Figura A1.1 ilustra esta situación introduciendo las funciones EP (bonificación/penalidad total esperada) y $EPmg$ (bonificación/penalidad marginal esperada), mientras que F^{**} representa el nuevo nivel de fallas al que aspira e intenta implementar la empresa una vez contemplada la aleatoriedad. Nótese que los usuarios del servicio están plenamente asegurados excepto por el número máximo de fallas no penalizadas L , vale decir, el seguro es pleno sólo en términos marginales (suponiendo, claro está, que la función de penalidades representa sus preferencias).

Figura A1.1a

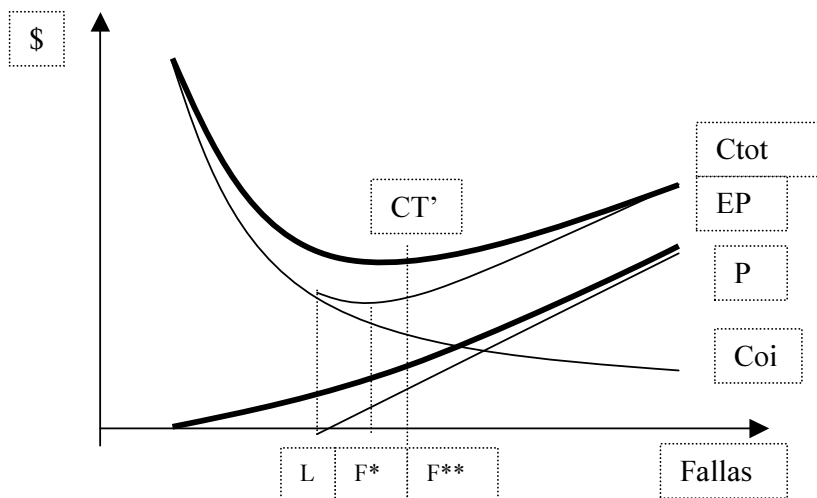
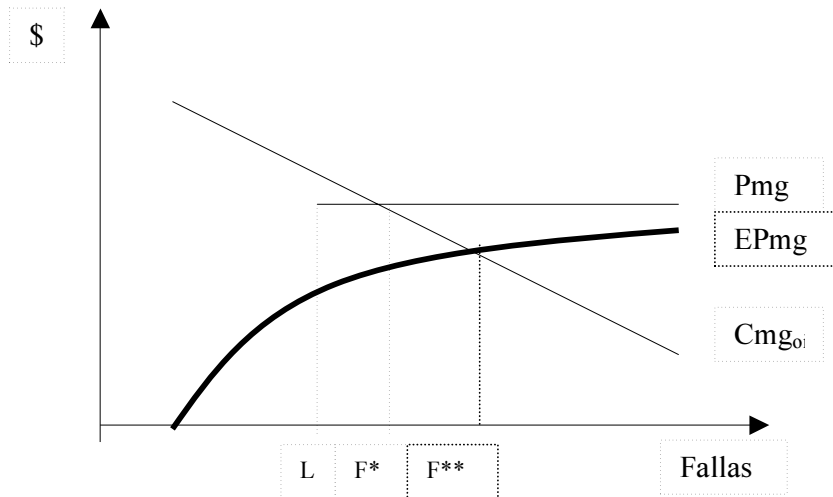
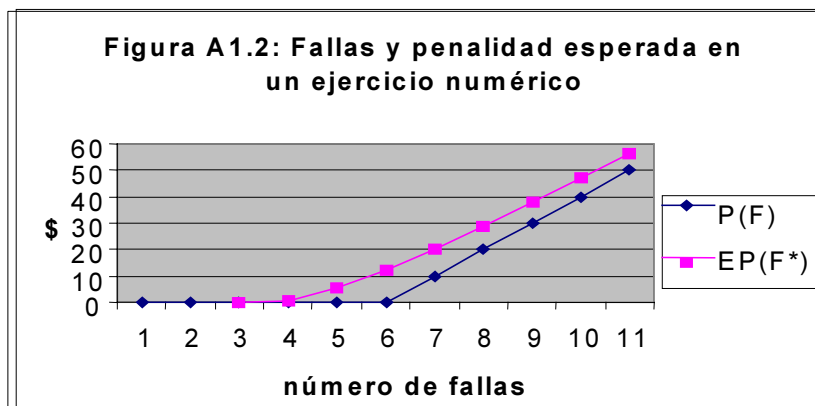


Figura A1.1b



El lector interesado puede verificar que ello es así trabajando con el siguiente ejemplo: a) $P(F)=10(F-L)$ si $F \geq L$ y $P(F) = 0$ si $F < L$ es la función de penalidades; b) la empresa es neutral al riesgo; c) la variable aleatoria f tiene una distribución uniforme en el intervalo $[0, 2F^*]$, siendo su valor esperado F^* . Bajo estos supuestos se obtiene que la penalidad esperada asociada al número de fallas objetivo F^* es $EP(F^*)=10(F^*-L)+5L^2/2F^*$, que por ende cumple con ambas relaciones al compararse con $P(F^*)$ (para $2F^* \geq L$, ya que en caso contrario es imposible que el shock genere una penalidad y por ende $EP(F^*)=P(F^*)=0$) tal como la representación gráfica en la Figura A1.2 ilustra a continuación (para $L=5$).



Note que la forma de $EPmg$ en la Figura A1.2 es consistente con la que resulta de la función $EP(F^*)$ en este ejemplo, vgr., una función positiva para $2F^* > L$ y creciente, tendiendo a $P(F^*)$ cuando F^* tiende a infinito. Note también que al disminuir L la diferencia entre las funciones P y EP tiende a desaparecer, y en particular ello implica que la penalidad marginal esperada $EPmg$ en el tramo relevante (cuando F^* es mayor que L) aumenta (hasta alcanzar eventualmente a la penalidad cierta Pmg).

* Economista Asociado, FIEL, y Profesor Titular de Economía y Regulación de los Servicios Públicos. Este trabajo contiene una versión resumida de un estudio realizado por FIEL para el ENRE y la Secretaría de Energía de la Nación en el mes de marzo de 2000.

¹ La existencia de un shock aleatorio sobre el nivel de fallas observado modifica esta afirmación, pero tal complicación puede obviarse sin mayor pérdida de capacidad analítica. Efectivamente, la penalidad marginal esperada depende del nivel de L cuando el rango de variación del shock aleatorio es suficientemente grande y/o el número de fallas objetivo es suficientemente cercano a L (ver Anexo).

² La eficiencia desde el punto de vista social de este arreglo tiene que ver con la aversión al riesgo de los usuarios, el espacio para conductas que contengan riesgo moral, el nivel de ingresos, etc., factores que no serán discutidos en mayor detalle aquí.

³ En particular, si tal flexibilidad de precios no existe, entonces sí sería razonable, para evitar subsidios cruzados, diferenciar las penalidades marginales entre ambas zonas con el fin de inducir un menor nivel de calidad en el campo, pero ello no es óptimo en sí mismo sino que resulta de una restricción en la estructura tarifaria.

⁴ También se establecen aquí multas por demoras en conectar el servicio, número excesivo de facturaciones estimadas, reclamos por errores de facturación, y no restablecimiento del servicio en los plazos previstos.

⁵ Los dos índices de calidad más utilizados en la experiencia internacional son el SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) que mide la cantidad de minutos sin suministro del servicio para un usuario promedio, y el SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) que mide la frecuencia de los cortes para un usuario promedio. Se construyen de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{\text{Número total de minutos de interrupción}}{\text{Número total de usuarios}}, \quad SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones}}{\text{Número total de usuarios}}.$$

⁶ En este caso, por otra parte, y aún cuando todos los usuarios considerados en estas estadísticas tienen servicio de baja tensión, debe recordarse que la función de penalidades es más severa cuando los cortes se aplican a usuarios con grandes demandas (un máximo permitido de 6 horas en vez de 10 horas como ocurre con las pequeñas demandas), de forma tal que el patrón observado en la duración promedio de los cortes – menor para los mayores consumos– también podría reflejar este incentivo en el diseño de las penalidades.

⁷ Al presente la única diferencia en las penalidades entre usuarios de distintas zonas está dada por la mayor tolerancia en cuanto a la calidad del producto técnico para los usuarios rurales.

⁸ El trabajo de Rivier Abbad contiene observaciones sobre algunas experiencias que vale la pena tener presentes. En Francia, servicio bajo provisión pública por Électricité de France, los estándares de calidad diferencian entre interrupciones programadas y no programadas, entre aquellas cortas y largas (menos o más de 1 minuto), y entre usuarios en zonas rurales y urbanas (según tamaño del núcleo menor o mayor a 100.000 habitantes), al tiempo que los clientes pueden acordar con la empresa distintos niveles de calidad garantizados y las indemnizaciones correspondientes. En Noruega, donde hay competencia en la comercialización, la regulación de calidad en el segmento de distribución se reduce a 3 aspectos (nivel de tensión $\pm 10\%$, frecuencia $\pm 2\%$, e información al cliente sobre calidad esperada en la zona en relación a continuidad de suministro y calidad de la onda). En Chile, las distribuidoras son responsables únicamente por las fallas en la etapa de distribución, regulándose desde hace un año prácticamente todas las dimensiones de calidad del producto técnico (nivel de tensión, frecuencia, flicker, armónicos, etc.), continuidad del suministro (frecuencia y duración de interrupciones de más de 3 minutos, fijando 22 interrupciones y 20 horas al año como límites máximos permitidos en el servicio a los usuarios de baja tensión, además de fijarse índices de calidad global sobre frecuencia y tiempo total sin servicio), y atención comercial (aunque sin fijar límites), pero sin especificar las penalidades asociadas al incumplimiento de los estándares anteriores.

⁹ Note que los valores presentes pueden simplificarse en \$ 80 + \$ 3.3 por hora de corte adicional, valores muy similares a los que el ENRE fijó en oportunidad del “apagón” de Edesur en Febrero de 1999. (Esta referencia no pretende argumentar sobre la justificación o no del nivel de las penalidades fijadas en este episodio del Gran Buenos Aires, tarea fuera del alcance de este trabajo.) De la misma manera, el resto de las penalidades por incumplimiento de los estándares garantizados se incrementaron un 100%, siendo en general al presente montos fijos por £ 20 para los usuarios residenciales.