

CEARE

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética

Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico La Discusión Metodológica para su Determinación

Daniel Mugerza; Ernesto Kerszberg; Rodrigo A. Fernández.

Junio 2003
Documento CEARE 01-03

El Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) ha sido creado por convenio entre las Facultades de Derecho y de Ciencia Económicas de la Universidad de Buenos Aires y los Entes Reguladores del Gas (ENARGAS) y de la Electricidad (ENRE) de la República Argentina.

El CEARE tiene como objetivo la formación de recursos humanos, el desarrollo de estudios e investigaciones y la asistencia técnica en el campo de la regulación energética. Para tal fin cuenta con el respaldo de las instituciones que lo han creado. Cuenta además con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

La sede del CEARE es la Facultad de Derecho de la UBA.
Avenida Pte. Figueroa Alcorta 2263 2º piso, (C1425CKB), Ciudad de Buenos Aires, Argentina.

e-mail: ceare@arnet.com.ar; página WEB: www.ceare.org; Teléfono: (54-11) 4809-5709

Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico La Discusión Metodológica para su Determinación

Daniel Mugerza; Ernesto Kerszberg; Rodrigo A. Fernández

Junio 2003
Documento CEARE 01-03

RESUMEN

El presente trabajo es el primero de una serie de estudios que el CEARE ha decidido llevar adelante para contribuir a un mejor conocimiento de una de las variables más importantes de la regulación del sector eléctrico, cual es el valor de la confiabilidad.

En este primer trabajo se discuten diferentes alternativas metodológicas. En primer lugar se reseñan las principales características del enfoque teórico y el abordaje metodológico que se han dado a este tema en las principales investigaciones realizadas en el ámbito internacional y local. A continuación se revisan los antecedentes en los que se ha basado la determinación del valor de la confiabilidad en la regulación en Argentina. Finalmente se formula una propuesta de lineamientos para el valor de la confiabilidad en los mercados eléctricos de la Argentina.

ABSTRACT

This paper is the first of a series of works that CEARE has decided to undertake in order to achieve a better understanding of the value of reliability, which is one of the most important variables within the regulation of the electricity sector.

In this first work several methodological alternatives are discussed. In the first place the main characteristics of both theoretical and methodological approaches are revised and assessed in accordance with the latest national and international research. Then it is presented a summary of the antecedents to the determination of the value of reliability in the Argentine regulation. Finally, it is proposed an outline of the guidelines to update the methodology to be applied in Argentina.

1. Introducción.

La evolución de la sociedad y sus mejoras continuas en calidad de vida de la población y construcción de riqueza mediante actividades productivas son cada vez más electrodependientes.

La acumulación de stocks de equipamientos electrodomésticos en los hogares y la creciente relación entre el valor agregado de la actividad económica y el consumo de electricidad, son indicadores claros de la cada vez más relevante presencia del suministro eléctrico en la base del progreso social.

La reacción adversa de los consumidores domésticos frente a niveles de calidad que años atrás eran normalmente aceptados y la estrecha vinculación entre la calidad del servicio eléctrico y la competitividad de la actividad económica de un país, son indicadores de las tendencias mundiales sobre una mayor preocupación por la calidad.

Dentro del sistema eléctrico, el subsistema de consumo requiere una calidad creciente del suministro sujeta a un determinado límite del valor económico asignado a dicha calidad. En tanto el subsistema de abastecimiento, para satisfacer niveles crecientes de calidad requiere ingresos crecientes, sujetos a una restricción de eficiencia productiva.

El desafío de la regulación es diseñar los mecanismos para que ambos subsistemas encuentren una situación de óptimo social de carácter dinámico, es decir sostenible en el tiempo.

Sin duda que la discusión sobre la mejor manera de alcanzar ese óptimo seguirá abierta por un largo tiempo. En cada jurisdicción, la legislación, orienta el camino a seguir, mediante alguna combinación de mecanismos de mercado, descentralización de decisiones en agentes privados e intervención regulatoria o de gestión del propio estado en el suministro de electricidad.

Sin embargo, cualquiera sea el camino elegido, la búsqueda del óptimo es un objetivo ineludible que plantea la necesidad de encontrar soluciones que maximicen el beneficio social neto del sistema eléctrico. Para ello es necesario definir los costos eficientes para resolver el suministro desde el subsistema de abastecimiento en forma compatible con los requerimientos de calidad y el valor asignado a la misma desde el subsistema de consumo.

La calidad en la prestación del servicio eléctrico tiene implícitos un conjunto de atributos tanto técnicos como comerciales. En tal sentido el foco de este trabajo estará puesto en los aspectos técnicos de la calidad.

En los aspectos técnicos quedan involucrados los conceptos de calidad de la onda y de confiabilidad¹ que deben ser correctamente resueltos desde el subsistema de abastecimiento, dentro de las restricciones que imponen las tecnologías disponibles.

La degradación de la calidad de onda puede ser controlada, desde la gestión de la red, mediante criterios de diseño y procedimientos operativos adecuados y desde la demanda, evitando el ingreso de perturbaciones a la red que puedan originarse en las instalaciones de los usuarios.

Defectos de la calidad de onda, como microcortes o huecos de tensión, que puedan afectar equipos de uso final de la electricidad, en tanto se mantengan en estándares que correspondan a una operación prudente de la red, deben encontrar soluciones dedicadas para cada caso.

¹ En su concepto amplio la confiabilidad incluye los atributos de seguridad, suficiencia e integridad en la prestación del servicio. Es decir con confiabilidad nos referimos al sostenimiento de la continuidad del servicio técnico tanto en el corto como en el largo plazo.

Los efectos asociados a las variaciones lentas de tensión por fuera de la banda admitida por los equipos de uso final de la electricidad, se clasifican en dos grandes grupos. Por un lado estos efectos se manifiestan en daño o reducción de la vida útil de los equipos, y por otro en un funcionamiento defectuoso o directamente en la interrupción del uso de dichos equipos. Estos últimos efectos son similares a las afectaciones a la continuidad de la prestación del servicio técnico.

Para la determinación del valor de la calidad en el subsistema de consumo, es un concepto aceptado que la búsqueda del óptimo, en un servicio de carácter universal como el eléctrico, debe encontrar una solución genérica que atienda en forma equilibrada los requerimientos del conjunto de usuarios del mercado.

Aquellos usuarios que, dentro de ese mercado, requieran calidades especiales, de mayor o menor exigencia que la genérica, deberían disponer de soluciones dedicadas que les permitan encontrar su mejor equilibrio².

Con estas consideraciones previas podemos centrar aún más el objeto de este trabajo. Nos dedicaremos a discutir el costo de la confiabilidad de un mercado eléctrico, entendiendo por tal costo a la suma de todos los costos provocados por la interrupción de la continuidad de la prestación del servicio técnico. Es decir, revisaremos distintos enfoques teóricos y abordajes metodológicos para medir los efectos asociados a interrupciones de larga duración³, y los criterios de agregación para el universo de usuarios que componen dicho mercado.

En este marco de análisis, los costos ocasionados a los usuarios por un suministro de inferior calidad a la que pagan, deben objetivarse a través del costo de la energía no suministrada o costo de confiabilidad del usuario.

En un mercado eléctrico, cualquiera sea su escala, siempre es posible desarrollar una función asociada a interrupciones del suministro, que represente el costo que los efectos de esas interrupciones, provocan al conjunto de usuarios que componen ese mercado.

Conforme la teoría económica, la calidad que define el óptimo, en la escala de un determinado mercado eléctrico, se encontrará en el punto donde el costo marginal de proveer el suministro desde el subsistema de abastecimiento es igual al costo marginal que la falta de suministro provoca en el subsistema de consumo en dicho mercado.

En la Argentina, con un marco regulatorio eléctrico para la jurisdicción federal basado en mecanismos de mercado, las señales de precios y las decisiones económicas, desde el costo asignado al despacho de una máquina falla en el mercado mayorista, pasando por la regla de oro para determinar la conveniencia pública de una ampliación de transporte, hasta las bonificaciones que las distribuidoras deben reintegrar al usuario final por defecto de calidad en el suministro, están basadas en valores asignados al Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

En una regulación basada en incentivos, donde la gestión está descentralizada en agentes privados, todos los esfuerzos se concentran en controlar los resultados de dicha

² Vendiendo o comprando su diferencial entre la calidad que requieren y la calidad genérica.

³ Interrupciones de duración mayor a 3 minutos.

gestión. Estos resultados se miden por el desempeño de los prestadores en materia de calidad. Un sistema de premios y sanciones, que denominaremos función de incentivos, debe conducir al sistema al nivel de calidad esperado, es decir al que corresponde al nivel tarifario asignado al servicio. En este triángulo de calidad, tarifa y función de incentivos, la correcta valorización del costo de confiabilidad para los usuarios desempeña un rol fundamental.

Sin embargo, en la regulación del mercado eléctrico argentino, estos valores han sido fijados hace más de una década y no presentan desagregaciones por regiones o nodos del sistema. Además, hasta donde hemos podido investigar, si bien encontramos estudios sobre el CENS contemporáneos con las reformas en el sector eléctrico, no hallamos ningún estudio en el que se hayan determinado los valores específicos del CENS adoptados para fines regulatorios.

Ahora bien, con carácter general podemos afirmar que las decisiones de inversión en equipos e instalaciones y en recursos operativos en la industria eléctrica, ya sea que se encuentren descentralizadas en agentes privados o sean resorte del propio estado, deben incorporar el CENS y las funciones de valor de la confiabilidad asociadas a cada mercado, como un parámetro relevante para establecer los criterios de diseño y el planeamiento del desarrollo en el subsistema de abastecimiento.

Con el avance de las interconexiones eléctricas entre los países del Mercosur Ampliado, el Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER) ha planteado la necesidad de identificar los productos y servicios asociados a las transferencias de calidad entre los sistemas que se interconectan. La oportunidad de hacer un uso compartido de reservas de corto y largo plazo ha sido identificada como una ventaja relevante de la integración física de los sistemas.

En un informe presentado por Husson (2002), ante dicho comité, en el que se proponen criterios y modelaciones para determinar las transacciones de calidad entre los países, se destaca la necesidad de contar con una correcta determinación del valor de la energía no suministrada en la región.

Las transacciones de calidad en el Mercosur Ampliado, posibilitarán un mejor desempeño de los sistemas y reducirán o evitarán energía no suministrada. Su correcta valorización en cada sistema nacional permitirá monetizar dichas transacciones y encontrar el óptimo en la integración regional.

En el contexto descrito, la pregunta que surge es ¿ la regulación y la gestión del sistema eléctrico le está prestando la debida atención a la determinación del costo provocado por la falta de suministro en el subsistema de consumo?. La respuesta a nuestro juicio es que no.

En el marco de estas consideraciones, este estudio focalizará la discusión en el estado del conocimiento sobre este tema⁴, tanto a nivel internacional como local, para luego proponer el abordaje metodológico que permita identificar el valor de la confiabilidad asociado a los distintos mercados vinculados a las redes eléctricas en Argentina.

⁴ De la bibliografía que revisamos, hemos sintetizado aquellos aspectos que consideramos más relevantes y pertinentes para su aplicación al estudio del valor de la confiabilidad en Argentina.

2. La Discusión Teórica y Metodológica.

2.1. Marco teórico general. Teoría del multi-atributo.

En la actualidad el subsistema de producción de electricidad presenta segmentos competitivos y segmentos con características de monopolio natural. Estos últimos segmentos son los de transporte y distribución de energía. Al revestir carácter de monopolios naturales, es más beneficioso para la sociedad en su conjunto que exista una sola empresa de transporte o distribución en lugar de varias compitiendo por brindar el servicio de red en una misma área geográfica.

Al mismo tiempo, la electricidad constituye un servicio esencial cuya demanda es inelástica para una porción significativa de usuarios (en su gran mayoría de pequeñas demandas).

Estas dos propiedades, un monopolio natural o ausencia de competencia por el lado de la oferta y una demanda inelástica y fuertemente fragmentada por el lado del consumo, dan lugar a una posición dominante de mercado por parte de las prestadoras del servicio de red. Si estas condiciones están acompañadas de una falta de regulaciones y controles adecuados, las prestadoras no encontrarían barreras para abusar del mismo, disminuyendo la calidad de la prestación para apropiarse de una mayor porción del excedente del consumidor.

En este escenario el regulador enfrenta una doble asimetría informativa, por un lado frente a los prestadores, quienes conocen mejor sus funciones de costos de prestación, y por otro lado frente a los consumidores, de quienes poco se conoce sobre sus funciones de utilidad derivadas de la calidad del servicio.

Una de las medidas con las que los reguladores acotan la asimetría ante los prestadores consiste en la contabilidad regulatoria. Entre tanto la asimetría ante los consumidores presenta otros problemas, entre los que se destaca la dificultad para estimar una función de valor de la calidad del servicio. En un sistema como el eléctrico, caracterizado por la falta de competencia en ciertos segmentos del mercado, no existen oportunidades para que el usuario reciba ofertas de empresas que se diferencian por su calidad de prestación. En consecuencia la información de mercado, sobre preferencias de los consumidores es limitada. Factores adicionales que dificultan la estimación de las preferencias de los consumidores por la calidad son: i) la naturaleza multi-dimensional de la calidad del abastecimiento eléctrico y ii) el hecho de que los niveles de calidad que pueden ofrecerse sean discretos.

El marco teórico general, que sirve de sustento a la determinación del valor de los bienes o servicios con atributos de calidad multi-dimensionales, sean estos discretos o continuos, se basa en una variante de la teoría de la demanda del consumidor denominada teoría del multi-atributo, Lancaster (1966), Marion (1997). Los supuestos subyacentes de la teoría permiten considerar a los bienes como un conjunto de características inherentemente objetivas, las cuales se diferencian de las características subjetivas que los consumidores asignen a los bienes. En este sentido los atributos son categorías semánticas que posibilitan la descripción de los bienes y la medición de su calidad, es decir que permiten su objetivación.

Por otra parte la teoría asume que los consumidores derivan utilidad del consumo de los bienes o servicios, y que esa utilidad es una función de los atributos que componen dichos bienes o servicios. La elección del consumidor, entre bienes alternativos con atributos similares, consiste en una evaluación de los perfiles de atributos de cada bien y en la elección final del bien cuyos atributos maximizan su utilidad.

Para un usuario, los principales atributos, que reflejan específicamente las características de la calidad del abastecimiento eléctrico, se relacionan con los usos finales a los que se aplica la electricidad. Es decir que el consumidor puede percibir u objetivar el nivel de desempeño de los equipos y artefactos eléctricos, para el confort o la producción, pero no las características propias de la calidad de la electricidad. Un desempeño defectuoso mostrará características de la calidad que reconocemos como alteraciones de la frecuencia y forma de la onda, no compatibles con los equipos de uso final de la electricidad y con las interrupciones de suministro. Por ello en el presente trabajo utilizaremos el término atributo para referirnos, indistintamente a las características objetivas y subjetivas de la calidad de la electricidad.

En un estudio reciente EPRI (2001) se recopila, analiza y comenta una serie de trabajos cuyos objetivos consisten en la determinación del valor de la energía no suministrada. En dicho estudio se señala una característica común a todos los trabajos considerados. Esta característica es que los costos, que los problemas de confiabilidad ocasionan a los consumidores, han sido examinados en función de los siguientes atributos: magnitud, duración y frecuencia de las fallas, momento en el que ocurre la falla (oportunidad de la falla), y la existencia o no de preaviso de la falla.

De acuerdo a ese estudio se concluyó lo siguiente:

- Los costos varían en función de la estación del año, y del momento del día en el que se produce el corte
- Existen diferencias en el impacto del corte si existe o no preaviso
- Los costos de los usuarios residenciales tienden a ser más bajos que los de los usuarios comerciales e industriales, aún cuando se normalicen para compensar las diferencias en los consumos totales
- Los costos de los usuarios residenciales tienden a incrementarse, más que proporcionalmente, en la medida que se consideran cortes de mayor duración, en otras palabras el costo medio horario de una interrupción de ocho horas es superior al costo medio horario de una interrupción de dos horas
- En contraste, los costos de los usuarios comerciales e industriales tienden a decrecer con la duración del corte en una proporción mayor que el lapso que dura el corte, es decir, el costo medio horario de un corte de cuatro horas es menor que el costo de un corte de una hora

El nivel de calidad percibido por los usuarios es entonces de naturaleza multi-dimensional. Cualquier mejora en la calidad determinará un cambio en estos atributos, y la demanda de una más alta calidad deberá ser interpretada en función de estas características.

2.2. Enfoque teórico para determinar el valor de la confiabilidad.

El problema de la determinación del valor que, un consumidor de energía eléctrica, asignaría a las pérdidas ocasionadas por una interrupción de suministro puede ser analizado, en la teoría económica al menos, desde dos perspectivas distintas, una mecanicista y la otra conductista.

La primera pretende estimar los costos que la interrupción acarrea a un consumidor, la segunda procede a cuantificar el impacto de la interrupción a partir de la disponibilidad al pago y constituye una forma de medir el excedente del consumidor perdido por la consecuente disminución de bienestar.

Este planteamiento del tema se alinea con lo propuesto por Munasinghe (1979), para quien existen dos escuelas de pensamiento para la valuación de los costos de una interrupción de energía. Por un lado, se tiene la estimación a partir de la “disponibilidad a pagar” por la evitación de la interrupción del servicio. Por otro lado, los costos del corte pueden estimarse a partir de los efectos de la interrupción de suministro de energía en la producción de bienes y servicios.

La elección del enfoque teórico comportará la aceptación de un cierto sesgo de la estimación. De allí la importancia de identificar la magnitud de los errores o sesgos implícitos en cada enfoque teórico, los cuales se arrastrarán irremediablemente en todo el trabajo y se sumarán a los errores propios del modelo aplicado y a los de recolección de datos. Esto se debe a que la adopción de una u otra perspectiva metodológica implica aceptar una serie de supuestos que podrían no ser aplicables al objeto de estudio.

Independientemente del camino teórico adoptado para describir la conducta del consumidor en relación con la calidad, el modelo propuesto debe revelar las diferencias de conducta entre los consumidores de electricidad, para lo cual no basta con respetar la separación entre usuarios residenciales, comerciales e industriales. El ordenamiento del universo de usuarios por sectores de consumo o por categorías que representen escalas o modalidades de consumo, no necesariamente ordena grupos de usuarios con conductas homogéneas frente a la calidad.

Conforme la mayoría de los autores consultados, existen ventajas en la adopción de la metodología de valuación por costeo de los efectos ocasionados por la interrupción de suministro respecto del enfoque del excedente del consumidor. Sin embargo, los investigadores aplicados todavía utilizan ambos enfoques cuando los datos lo permiten⁵.

Los trabajos que hemos consultado revelan que estos métodos no conducen a valores similares de la confiabilidad. Del estudio EPRI (2001), antes mencionado, en el que se recopilan los trabajos más recientes sobre valuación de la energía no suministrada a nivel mundial, con particular énfasis en los casos de Estados Unidos y Canadá, hemos extraído las siguientes conclusiones:

- Los valores de disponibilidad a pagar son permanentemente menores que los valores de aceptación de una compensación, aún en estudios realizados por el mismo grupo de investigación

⁵ Aunque en los trabajos publicados no suele expresarse si tal abordaje ha tenido el trasfondo de una discusión teórica sobre la pertinencia de utilizar una u otra de las alternativas metodológicas.

- Los valores de disponibilidad a pagar son permanentemente menores que los valores obtenidos para la producción perdida y los recursos ociosos (efectos del corte).
- Estudios de los sectores comerciales e industriales muestran resultados aparentemente inconsistentes sobre el mismo grupo de usuarios encuestados. Mientras la metodología del costeo de los efectos del corte muestra valores de la confiabilidad continuamente decrecientes con el aumento de la escala de la demanda, el método de disponibilidad a pagar presenta los valores más bajos de la confiabilidad en el segmento de medianas demandas y vuelve a crecer para las grandes demandas.
- Los estudios de los costos del sector residencial no plantean ningún tipo de segmentación de la demanda, con lo que se incurre en errores de subestimación del bienestar perdido para los casos de valuación por disponibilidad al pago. A nuestro juicio, esto explicaría, en parte, el sesgo permanente que muestran los trabajos de disponibilidad al pago respecto del costeo directo. La subestimación es mucho más marcada en el caso de la utilización del método de elasticidad precio como puede verse en el estudio de Lehtonen & Lemstr (1995) donde se comparan abordajes por costeo directo, disponibilidad al pago por encuesta directa y disponibilidad al pago por elasticidad precio.

2.2.1. Enfoque por disponibilidad a pagar.

2.2.1.1. La discusión sobre el método.

De Munasinghe (1979) extraemos los siguientes conceptos:

- Los métodos de estimación basados en la disponibilidad a pagar se encuadran a su vez en los estudios que procuran la maximización del bienestar del consumidor.
- La metodología estándar consiste en estimar la función de demanda del bien o servicio, para luego hallar el área bajo la curva, que corresponde al consumo de electricidad planeado. Así se obtiene el excedente bruto del consumidor, al cual se le restan los costos esperados por el suministro de esa cantidad de energía (excedente neto) y se suma cualquier costo esperado por el usuario⁶.
- De tal forma, los costos de la interrupción de suministro se miden por la reducción de bienestar esperada, y se calculan en función del monto que aquellos que sufren la interrupción de suministro estarían dispuestos a pagar por la prestación normal del servicio, menos los costos que se ahorran por el no suministro.
- Al considerar que la electricidad provee de una satisfacción directa a los consumidores, los métodos de disponibilidad al pago determinan los costos de la interrupción de suministro en términos del excedente del consumidor perdido, intentando revelar de esta forma el costo para la sociedad.

⁶ Si bien Munasinghe no desarrolla este último concepto, entendemos que se refiere a los costos en que incurre el usuario para prevenirse del nivel de racionamiento inherente a la calidad de referencia de su suministro.

Todas las técnicas utilizadas para determinar el valor de la confiabilidad por el método de disponibilidad a pagar, implican la realización de encuestas en la que los encuestados deben considerar una o más opciones hipotéticas e indicar sus preferencias por esas opciones.

Aunque existan diferencias analíticas sustanciales entre los distintos métodos, todos los modelos de disponibilidad a pagar se basan en el supuesto de considerar que la electricidad provee una satisfacción directa de las necesidades de los consumidores; y por eso el impacto de una interrupción de suministro se estima a partir de las variaciones del bienestar por medio de las pérdidas en el excedente del consumidor.

Las críticas al método de disponibilidad a pagar se discuten a continuación:

- El objetivo último del método de la disponibilidad a pagar consiste en determinar las variaciones del excedente del consumidor, para lo cual es necesario conocer con exactitud la función de demanda para cada tipo de consumidor. De acuerdo a Choynowski (2002), los estudios empíricos sobre demandas domésticas, han tratado típicamente a la electricidad como un bien entre los muchos que consume una residencia. Estrictamente hablando, esto es correcto, las residencias consumen electricidad. Pero la demanda de electricidad es una demanda derivada y es esencialmente un insumo de producción para el conjunto de los servicios provenientes de los equipos que utilizan electricidad para su funcionamiento dentro de la residencia. La electricidad nunca se consume por sí misma y, además, no puede ser almacenada de una manera económica. Por eso, no debería haber ninguna razón por la cual la electricidad entrara directamente en la función de utilidad de las personas. En lugar de eso, debería esperarse que lo hiciera de manera indirecta a través de los costos asociados a los usos finales satisfechos por esos equipos eléctricos.
- La disponibilidad al pago por el consumo de electricidad planeado no es necesariamente igual a la disponibilidad al pago por evitar una interrupción no planeada. La incertidumbre respecto del momento preciso en el que ocurrirá la interrupción hace que el valor de la disponibilidad a pagar por el servicio a largo plazo sea inferior al valor que asignaría el usuario por una interrupción en el corto plazo, por lo que utilizar el primer valor, es decir lo que paga por cada kWh que consume, llevaría a una subestimación del verdadero impacto de la interrupción de suministro. En este sentido, como dice Munasinghe (1979), parece claro que la disponibilidad a pagar por el consumo de electricidad planeado no es un indicador preciso de lo que el individuo estaría dispuesto a pagar para evitar una interrupción no planeada. Las interrupciones no planeadas pueden llegar a paralizar actividades, que utilicen a la electricidad como un insumo fundamental, cuyo costo real es varias veces superior a la disponibilidad al pago de equilibrio, o de largo plazo, por el consumo de electricidad.
- De acuerdo con Munasinghe (1979), los estudios de excedente del consumidor suponen un criterio marginalista de racionalización de la demanda, lo que significa que el usuario al cual se le interrumpe el suministro es aquel que tiene la menor disponibilidad al pago por el servicio. Si la interrupción de suministro afectara a los usuarios de manera indiscriminada, el criterio marginalista

subestimaría el impacto que sufrirían los usuarios con mayor disponibilidad al pago por el servicio⁷.

- Como ya dijimos, el enfoque del excedente del consumidor requiere que se conozca con exactitud la función de demanda de cada tipo de consumidor. Lo cual agrega dificultad a las desventajas antes descritas, ya que la determinación de esta función requiere disponer de largas series de datos, ya sean históricas o de corte transversal, que muestren variaciones significativas de los precios que enfrentan consumidores de un mismo tipo.
- Adicionalmente, una estimación rigurosa de la función de demanda de electricidad debería incluir la dimensión temporal. Para una aproximación, se podría utilizar una función de demanda para cada período horoestacional. En el caso extremo sería necesaria una infinidad de funciones de demanda, una para cada instante del día.
- Munasinghe (1983) nos señala además que la función de demanda es dependiente de la calidad del abastecimiento, por lo que se presenta una dificultad adicional para evaluar el comportamiento de la demanda con escenarios futuros de calidad diferentes al histórico.

2.2.1.2. Procedimientos alternativos para determinar la disponibilidad a pagar.

Existen cuatro métodos, todos ellos basados en la aplicación de encuestas, que se emplean en la determinación de la disponibilidad a pagar. A continuación se revisan brevemente cada uno de ellos⁸:

- Valuación Contingente (VC)
 - o Este método deriva su nombre del hecho de que el valor estimado es contingente respecto de un escenario hipotético que se presenta a los encuestados para su valuación. La forma original del método de VC está constituida por una pregunta abierta, en la cual se le pregunta a los encuestados su disponibilidad al pago (o compensación aceptable) por un cambio específico (mejora o empeoramiento) del nivel de calidad de un bien o servicio.
 - o Los análisis estadísticos de los datos generados por esta técnica son relativamente directos, y su obtención puede ser de las más económicas, dependiendo de la elección del método muestral. El enfoque más simple consiste en el cálculo de la disponibilidad a pagar media por una mejora en el nivel de calidad o disponibilidad a aceptar una compensación media

⁷ La crítica de Munasinghe es válida para curvas de demanda agregada; por ejemplo, si la demanda de electricidad del sector residencial se estima con una sola curva para todos los usuarios de esa categoría. Sin embargo, en nuestra opinión, la subestimación del excedente perdido puede ser sensiblemente atenuada si se realiza una segmentación de la demanda residencial. Esta segmentación puede corresponder al nivel de ingreso de la unidad doméstica o a la cantidad de equipo eléctrico por usuario residencial. Cabe destacar que si bien la subestimación se atenúa, el error no desaparece completamente.

⁸ Un análisis más detallado puede verse en CFIE, Agosto 2001, para el Regulador Australiano.

por el deterioro del nivel de calidad media, para la muestra de encuestados. Alternativamente, se puede introducir un análisis complementario para explicar las dispersiones en los datos mediante la utilización de un conjunto de variables independientes como las características socio-económicas y actitudes de los encuestados. Estas variables serían regresadas contra los valores de disponibilidades al pago respectivos utilizando técnicas econométricas sencillas como los mínimos cuadrados ordinarios.

- Valuación Contingente versión Referéndum (VCvR)
 - o Consiste en solicitar a los encuestados que hagan elecciones discretas entre dos alternativas: No pagar nada (extra) y mantener el statu-quo en el nivel de calidad, o pagar un monto específico de dinero a cambio de una mejora específica en el nivel de calidad.
 - o El sustento teórico de este método está dado por la teoría de la utilidad aleatoria. Se supone que los consumidores aceptan o rechazan los sobrecostos por incremento de la calidad ofrecida sobre la base de la maximización de su utilidad o satisfacción, siempre sujetos a sus restricciones presupuestarias respectivas. De esta manera, la probabilidad de que un encuestado responda por “sí”, para la mejora propuesta, está dada por la probabilidad de que la utilidad asociada al cambio de la calidad (corregida por la desutilidad derivada del incremento en la tarifa) sea mayor o igual que la utilidad de mantener el statu-quo (nivel tarifario incluido).
- Modelos de Elección (MdE)
 - o Es otra variante para los análisis de elección discreta. La técnica de MdE produce un conjunto de datos sobre preferencias mucho más rico, ya que se le pide a los encuestados que elijan entre varias alternativas, y para cada alternativa se describen sus múltiples atributos de calidad. En los MdE, se les presenta a los encuestados una serie de preguntas o conjuntos de elección. Cada pregunta o conjunto de elección requiere que los encuestados elijan una opción de un conjunto de al menos tres alternativas. Las alternativas se diferencian por variaciones sistemáticas en los niveles de los atributos. Se utilizan técnicas de diseño experimental para asegurar que el rango de opciones presentadas a los encuestados, en el conjunto de elección, sea el adecuado.
 - o Como cada conjunto de elección incluye un escenario que presenta la situación real de calidad del servicio, los datos recolectados a partir de los MdE permiten que el analista estime el grado hasta el cual, los encuestados, están preparados para intercambiar un atributo por otro. Además como uno de los atributos está medido en unidades monetarias (por ejemplo, el precio de la electricidad), se puede determinar el monto que la gente está dispuesta a pagar por la mejora unitaria de cualquier

otro atributo no monetario (por ejemplo, el número y duración de los cortes).

- o Un adecuado diseño experimental de los MdE permite la medición del bienestar del consumidor que surge como consecuencia de la implementación de las distintas opciones de mejora de la calidad. El sistema de valuación no se restringe al conjunto de alternativas de la encuesta, sino que, los valores se pueden extrapolar para cualquier rango y combinación de mejoras una vez que el modelo fue estimado.
- **Análisis Conjunto (AC)**
 - o Se le solicita, a los encuestados, que evalúen una serie de alternativas, una por vez, utilizando una escala numérica. Cada producto o servicio se define en términos de un conjunto de atributos cuyos niveles van cambiando a lo largo del cuestionario de acuerdo al diseño experimental. La técnica fuerza a los encuestados a examinar cada alternativa en forma aislada y dar su orden de preferencia para cada una de ellas.
 - o Los datos recolectados, puntajes de los distintos atributos, se regresan contra los atributos utilizando generalmente mínimos cuadrados ordinarios, para estimar los parámetros. Los parámetros resultantes se utilizan para calcular los precios implícitos de cada atributo.

En la bibliografía revisada se muestra consistentemente al Modelo de Elección como el más sólido para la determinación de la disponibilidad al pago⁹.

2.2.2. Enfoque por costeo de los efectos de la interrupción.

Este enfoque es reconocido por su aptitud para objetivar el valor económico de los efectos que el déficit de calidad provoca sobre los usuarios en particular y sobre la sociedad en su conjunto.

La eficacia del enfoque presupone, en primer lugar, la correcta identificación de todos los efectos que provoca el déficit de calidad del suministro eléctrico y, en segundo lugar, la aplicación de un método adecuado para evaluar y valorizar los costos asociados a dichos efectos. Es en este último aspecto donde se han encontrado la mayor cantidad de críticas a los estudios basados en este enfoque.

A continuación reseñamos una breve revisión de la tipificación de costos tal como se lo encuentra en la bibliografía consultada. Los costos derivados de una interrupción de suministro eléctrico pueden clasificarse en dos amplios grupos:

- **Costos directos:** que pueden ser cuantificados a partir de la interrupción de cualquier actividad, función o servicio afectada por el corte de energía;

⁹ En nuestra opinión, la determinación del método más apropiado debe discutirse en relación al mercado eléctrico objeto del estudio. Las ventajas del MdE son claras en mercados pequeños u homogéneos desde el punto de vista de la calidad de servicio.

- **Costos indirectos:** derivados de la interrupción de actividades o servicios subsidiarios de los principales.

En un informe sobre la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos ante desastres naturales del U.S. Congress, Office of Technology Assessment (1990) se propone la siguiente clasificación para ambos tipos de impactos, directos e indirectos, de una interrupción de energía eléctrica:

- **Impacto Económico:** Si es cuantificable en términos monetarios.
- **Impacto Social:** Si se relaciona con la interrupción del ocio u otras actividades ocupacionales.
- **Impacto Organizacional:** Si resulta en cambios organizacionales o de procedimientos, originados en respuesta al corte de energía.

La estimación de los costos de una interrupción de suministro de energía es una tarea difícil ya que deben valorarse estos impactos para distintos tipos de organizaciones sociales, desde una familia a una unidad productiva de gran tamaño. En el referido informe, el verdadero costo económico de una interrupción se define como el valor de las oportunidades de ganancia, beneficios, ocios, etc., que se hubieran producido de no mediar la interrupción.

Otro aspecto a tener en cuenta cuando se realiza una valuación de los costos de la confiabilidad consiste en diferenciar los costos de corto plazo de los de largo plazo. Esta diferencia entre los costos de corto y largo plazo reside en que los primeros son aquellos en los que se incurre durante el corte de energía, o poco tiempo después de éste, e incluye la valuación de las materias primas y de los productos intermedios y finales que se arruinan, las ventas perdidas, el ocio interrumpido y otros; los segundos en cambio reflejan inversiones por parte de los usuarios, potencialmente afectados, en equipos para mitigar los efectos de la escasez de energía como por ejemplo fuentes de respaldo o iluminación de emergencia.

En el cuadro N° 1, a modo de ejemplo, se reproduce un ordenamiento de costos realizado por Munasinghe (1988).

Cuadro N° 1:			
Tipificación de los costos directos e indirectos de la interrupción del suministro eléctrico			
Tipo de Usuario de Electricidad	Componentes de Costo Directo	Componentes de Costo Indirecto	Comentarios / Aclaraciones
Residencial	a. Inconvenientes Generales, Pérdida de Ocio, Tensión – Stress b. Costos Imprevistos <ul style="list-style-type: none"> • Productos arruinados • Daños a la propiedad c. Salud y Seguridad	a. Costos para otras casas o empresas b. Cancelación de actividades c. Saqueos / Vandalismo	Los costos indirectos son una fracción mínima, sino despreciable, de los costos totales (directos + indirectos) para cualquier grupo estudiado
Establecimientos Industriales, Comerciales, Agrarios	a. Costo de oportunidad de recursos ociosos: <ul style="list-style-type: none"> • Trabajo • Tierra • Capital • Beneficios b. Costos de Apagado y Reencendido c. Productos arruinados y daños d. Salud y Seguridad	a. Efecto multiplicador: Costos en otras empresas que dependen de la provisión de la empresa afectada b. Costos para los consumidores si la empresa produce bienes finales c. Externalidades relacionadas con la salud y la seguridad	Los efectos indirectos tienden a ser mínimos en la mayoría de las interrupciones de capacidad, sin embargo pueden ser un componente significativo de los costos totales en los casos de cortes de larga duración
Infraestructura y Servicios Públicos	a. Costo de oportunidad de recursos ociosos b. Productos arruinados y daños	a. Costos para el público usuario de las instituciones afectadas b. Efectos sobre la salud y la seguridad c. Costos sociales potenciales derivados de saqueos y vandalismo	Los costos indirectos constituyen una porción mayoritaria de los costos totales

En el caso de los usuarios residenciales, para implementar el enfoque del costo de los efectos de la interrupción, es necesario contar con un modelo de comportamiento definido antes de elaborar el listado de costos y ahorros. El modelo básico en que se apoya Munasinghe está dado por la Teoría de la Asignación del Tiempo de Gary Becker, donde se considera a la unidad residencial como una unidad productora de bienes y servicios.

En base a esta teoría se desarrolla el procedimiento de valuación del ocio perdido, que se puede describir básicamente como un modelo matemático basado en la maximización de la utilidad de la unidad familiar. La función de utilidad propuesta está definida por una serie de variables que representan el ocio obtenido por medios ajenos a la electricidad, el ocio obtenido a partir de los bienes que consumen electricidad y por el ingreso de la unidad.

El ocio que se deriva del uso de los equipos eléctricos es para Munasinghe una función del tiempo, el consumo de energía eléctrica, el flujo de servicios derivados del equipamiento eléctrico y otros insumos generales. Después de un elaborado desarrollo

matemático se llega a una expresión final del costo de la ENS como función del salario, el stock de equipo eléctrico y los otros insumos.

Hay que destacar que finalmente Munasinghe procede a simplificar la expresión y eliminar los términos correspondientes al stock de equipo eléctrico y otros insumos por resultar irrelevantes. Es decir, que resume el costo de la ENS para el sector residencial en términos del salario perdido.

La permanente electro-intensificación de las residencias, la cual se traduce en una permanente expansión del stock de equipamiento arroja la primera sombra de duda sobre la simplificación de Munasinghe. Por otra parte servicios como los de televisión por cable e internet de banda ancha hacen que la simplificación del término de los otros insumos tome relevancia en la actualidad. Además, el permanente incremento del equipamiento hace necesaria la incorporación de la potencia instalada, como una variable explicativa adicional, aún cuando esta no fuera oportunamente considerada por Munasinghe.

Una referencia de interés para el tratamiento del costo de los efectos de una interrupción en los sectores industriales y comerciales podemos encontrarla en los trabajos de Sullivan y Vardell (1996) (1997), realizados en la Duke Power Company.

En dichos estudios, para objetivar estos costos fue necesario determinar:

- Costos laborales de reencendido y puesta en marcha de la producción.
- Costos laborales para compensar la producción perdida.
- Costos de los materiales utilizados en el reencendido.
- Costos de los daños materiales ocasionados.
- Costos de los daños físicos a la planta.
- Costos de los materiales de reprocesamiento.
- Costos de operación de los equipos de respaldo.

Y sustraerle los ahorros vinculados a:

- Costos laborales evitados durante la interrupción.
- Costos de materias primas no utilizadas por la interrupción.
- Costos de los combustibles no utilizados.
- Valor del rezago de los materiales dañados.

2.2.3. Técnicas para abordar la determinación del costo de la confiabilidad.

Partiendo de la clasificación básica que se utiliza en la literatura sobre el tema, que acabamos de sintetizar en los enfoques por disponibilidad a pagar y por costo de los efectos de la interrupción del suministro, corresponde reseñar ahora las técnicas que permiten abordar la determinación del costo de la confiabilidad.

A partir de los trabajos analizados en EPRI (2001), los métodos utilizados en los estudios de estimación de costos de confiabilidad se pueden agrupar en tres amplias categorías:

- **Técnicas con variables proxy (enfoque costos de los efectos):**
 - o Utilizan datos macroeconómicos o series de gastos observables como una aproximación del valor dado por los clientes a la confiabilidad del servicio.
 - o Sus resultados son fundamentalmente valores agregados de la valuación de la confiabilidad.
 - o Uno de los ejemplos más citados es la valoración de la producción perdida debido a un corte medida en términos de PBI/kWh consumidos.
 - o El salario puede utilizarse como una aproximación del valor del ocio perdido en el análisis de los cortes a usuarios residenciales.
 - o Los costos de los sistemas de respaldo (generadores portátiles) pueden utilizarse como límite inferior de los costos del corte.

- **Técnicas basadas en indicadores del mercado (ambos enfoques):**
 - o Infieren los costos en base a observaciones del comportamiento de los consumidores. Por ejemplo, ante tarifas por servicio interrumpible o segmentable, la conducta de consumidores, reflejada en la proporción de suscriptores a dicho servicio, puede utilizarse para estimar un valor de mercado para la confiabilidad.
 - o De manera similar, las inversiones en generación de respaldo (o en otros procesos como primas de seguro por interrupción de servicio) pueden utilizarse como un indicador de la preferencia de confiabilidad diferencial.

- **Técnicas de investigación de campo (ambos enfoques):**
 - o Se basan en encuestas sobre la confiabilidad, recogen datos en función de la percepción personal de experiencias más o menos recientes.
 - o Se le puede pedir a los consumidores que identifique sus costos durante un evento real o que estimen sus costos para una serie de eventos hipotéticos.

- o El método característico es el de costeo directo o descomposición de costos. Se pide a los consumidores que identifiquen sus gastos para una serie de componentes como: producción perdida, deterioro, daño de equipos, etc. En general este método es de aplicación sencilla para empresas comerciales e industriales, para quienes la mayor parte de los costos son monetarios. En el caso de los usuarios residenciales una gran parte de los costos se derivan de inconvenientes personales cuya valuación presenta mayor complejidad.
- o Los trabajos de campo son criticados a menudo por su poca confiabilidad. Una de las preocupaciones es que los consumidores actúen estratégicamente revelando falsos costos. Por ejemplo, sobrevaluar sus costos podría ser considerado como una presión para que la empresa haga inversiones que mejoren la confiabilidad, subvaluar sus costos sería la estrategia óptima para prevenir una eventual suba de tarifas asociada a una mejora en la calidad.
- o Otras críticas apuntan en el sentido de la falta de experiencias recientes que sirvan de referencia en la mayor parte de los mercados, lo cual reduce la certeza de las respuestas. Si las experiencias son muy lejanas las respuestas tenderán a mostrar bajos costos por las interrupciones, aún cuando algunas anécdotas particulares muestren un efecto contrario.
- o Finalmente, se señala que los estudios del valor de la confiabilidad basados en trabajos de campo conllevan costos de ejecución superiores a otros métodos.

2.2.4. La importancia de las encuestas en ambos enfoques.

Las encuestas constituyen un abordaje común para obtener la información que se requiere a fines de determinar el valor de la confiabilidad, ya sea que el enfoque para determinar dicho valor sea la disponibilidad a pagar o sea el costo de los efectos de la interrupción del servicio.

La confección y diseño de una encuesta requiere de una técnica propia y especializada. No obstante, este mayor esfuerzo metodológico, se ve compensado por la obtención de apreciaciones personales directamente del usuario. Por otro lado, en la actualidad existe una amplia variedad de métodos, que van del correo común y / o electrónico, a detalladas encuestas personales, que permiten ahorrar en costos, multiplicar el tamaño muestral o enriquecer el nivel de análisis de la encuesta. Sin embargo, es necesario que la implementación de cada método tenga en cuenta el nivel socio económico y cultural de los individuos que serán sujetos de las encuestas.

De la bibliografía consultada hemos relevado un conjunto de recomendaciones que consideramos útiles para la preparación de los cuestionarios y que reseñamos a continuación:

- Las preguntas deben ser claras y concisas, evitando en la medida de lo posible las dobles interpretaciones.

- Las respuestas posibles deberían ser conocidas con anterioridad por el investigador, por ejemplo que se satisfagan con SI o NO. Si se permitieran alternativas u opciones no especificadas en la pregunta, estas respuestas potenciales también deberían ser conocidas por el investigador.
- Siempre es útil agregar preguntas de control, cuyo fin es corroborar la consistencia del encuestado. Este tipo de mecanismos de control permite acercar las respuestas en mayor medida a la realidad vivida por el encuestado, en otras palabras sirve para ver si el encuestado contesta basándose en la realidad o está realizando un ejercicio intelectual de responder preguntas. Por supuesto las preguntas de control deben ser realizadas después de un número prudencial de otras preguntas secundarias o subsidiarias de manera que el encuestado pueda olvidar la relación entre ambas preguntas.
- Aún cuando pueda parecer trivial, los cuestionarios deberían ser probados (testeados) antes de ser aceptados, esto puede realizarse con pruebas piloto, que permitirán una rápida realimentación y solución de los inconvenientes, errores y dificultades encontradas.
- Debe decidirse entre realizar encuestas guiadas por encuestador o una versión más económica que consiste en enviar cuestionarios, por correo o e-mail, a un grupo convenientemente seleccionado de usuarios. Debido a la heterogeneidad de los encuestados, los procedimientos guiados personalmente parecen ser los más indicados para usuarios residenciales. Incluso, esta forma de aplicación de la encuesta, es recomendable para una gran mayoría de los usuarios comerciales. Las ventajas son claras, por un lado los encuestadores estarán capacitados para evacuar las posibles dudas que fueran surgiendo; por otro, sirven como mecanismo de control, para verificar que el encuestado responde aquello que efectivamente se le pregunta y que comprende el espíritu de la pregunta. Como regla general, a mayor nivel de detalle de la encuesta, mayores son los beneficios de utilizar entrevistadores personales. En el caso de los usuarios industriales pequeños y medianos puede optarse por cuestionarios impersonales, debido a que es altamente probable que, en dichas empresas, se encuentre trabajando personal técnico capacitado para responder el cuestionario.
- En ninguno de los dos casos, encuestas personales o por correspondencia, debe darse nada por supuesto o sabido, aún cuando las preguntas deben ser cortas, es posible que detrás de cada pregunta o grupo de preguntas haya que describir minuciosamente el contexto, o marco de referencia de la pregunta. Son justamente las aclaraciones a la parte contextual, las que hacen que sea mucho mejor la opción de la encuesta personal para los usuarios residenciales. No hay que descartar como punto fuerte de las encuestas personales el mayor incentivo que significa la presencia del encuestador. Un rasgo común a todos los trabajos de campo revisados, resulta ser el bajo número de respuestas en los casos de encuestas por correo.
- Las encuestas a los usuarios comerciales y mayoritariamente a los industriales permiten incorporar los costos de recalibración y reencendido o puesta en marcha luego de cortes de energía breves. Estos costos pueden ser interpretados

como los costos fijos del corte de energía al cual se deben sumar los costos variables o las consecuencias de no suministrar energía dentro del proceso productivo en sí.

- Las encuestas, en general, deberían incorporar, en la medida de lo posible, las enseñanzas de la rama de la economía conductista, cuyos resultados más relevantes para el análisis de la ENS son los siguientes:
 - o Los seres humanos son más sensibles a cambios relativos a un nivel de referencia que a un cambio absoluto en sí mismo. En este sentido una propuesta, por ejemplo, de bajar en veinte los minutos de energía no suministrada, no serán igualmente apreciados por dos usuarios idénticos en todo aspecto socioeconómico, el primero de los cuales sufre una hora de cortes al año mientras que el segundo sufre treinta horas para igual período.
 - o Las pérdidas son más significativas que las ganancias de igual monto.
 - o Efecto dotación: Una vez que una persona se hace dueña de un bien (nivel de calidad), inmediatamente pasa a valorar más ese bien que antes de poseerlo. Un diseño descuidado que se base fundamentalmente en situaciones hipotéticas puede introducir una subestimación desde el mismo diseño de la encuesta.
 - o Sensibilidad decreciente: El cambio marginal en el bienestar percibido es mayor para cambios cercanos al nivel de referencia personal que para iguales cambios con otros niveles de referencia. Similar al de cambios relativos y absolutos.
 - o La gente no prevé racionalmente las consecuencias de sus decisiones actuales sobre las preferencias futuras y por ello subestima esas consecuencias. Como el objetivo último de la determinación del costo de la ENS es influir sobre el nivel actual de calidad de la red, es necesario entender la dinámica de la elección de un consumidor.
 - o Sesgo del status quo: Donde la aversión a la pérdida implica que la disposición a intercambiar un objeto por otro depende de cuál es el objeto con el que el agente comienza. Los individuos tienen una preferencia a mantener el status quo, es decir, son reacios a cambios (pérdidas) en ciertas dimensiones de un bien, aún cuando dichas pérdidas estén emparejadas por ganancias en otras dimensiones.
 - o Tanto el nivel de referencia como la aversión a las pérdidas desempeñan un rol muy importante en la noción de equidad. En este sentido las empresas prestadoras de servicio y los lineamientos de política implementados desde el Estado, deben cuidarse mucho más de no dañar o perjudicar a los usuarios, que de introducir mejoras en el servicio.

- o El concepto de reciprocidad, o la idea de ser buenos con quienes son buenos con uno y ser malo con los que se comportan de mala manera, define el concepto de altruismo recíproco. Este comportamiento justifica la obtención de diferentes respuestas por parte de un mismo encuestado, dependiendo de si la encuesta se realiza inmediatamente después de un apagón o se deja pasar un tiempo, en encuestas de calidad las respuestas estarán sesgadas por la cantidad de fallas que el usuario haya experimentado en el último tiempo, aún cuando las fallas sean las que estipula el contrato de concesión.

2.2.5. La agregación del valor de la confiabilidad en escala de un mercado eléctrico.

En los apartados anteriores hemos revisado los principales aspectos que consideramos de interés para el encuadre teórico, el enfoque metodológico y el uso de herramientas que permiten el abordaje de la valuación de la confiabilidad de los usuarios tomados individualmente.

Un aspecto no menos importante del tratamiento de este tema es la discusión de los criterios y métodos de agregación, para pasar del valor de la confiabilidad de los usuarios tomados individualmente al valor de la confiabilidad agregado en la escala de un mercado eléctrico en el que se vinculan a la red distintos tipos de usuarios.

En Rivier Abbad (1999) se realiza una recopilación del tratamiento de este tema en la literatura técnica, de la que rescatamos los siguientes conceptos pertinentes:

- El concepto de funciones de Valoración Económica de la Continuidad (funciones VEC) que modela la relación de los mercados con los atributos de frecuencia y duración que componen la calidad. La función VEC se modela mediante indicadores de sistema, de frecuencia y de duración de las interrupciones, asociados a sus correspondientes funciones de daño del conjunto de usuarios del sistema en estudio.
- El concepto de función de daño a un conjunto de usuarios (Composite Customer Damage Function - CCDF) que modela la forma de valorar el daño que las interrupciones provocan en forma agregada en escala de un mercado. Estas funciones tratan la agregación considerando las funciones de daño para cada tipo de usuario, en forma ponderada según su participación en ese mercado y debidamente normalizada.
- El concepto de CCDM integra funciones de daño para cada tipo de usuario que compone dicho mercado (Sector Customer Damage Function).
- Se destaca la conveniencia de calcular la función VEC en base a la determinación de la función compuesta de daño a los consumidores (CCDF) para cada nodo de la red estudiada, en lugar de una única función compuesta para todos los consumidores del sistema eléctrico en su conjunto¹⁰.

¹⁰ Rivier recoge acá criterios desarrollados por Kariuki (1996).

En los estudios de Sullivan y Vardell (1996) (1997) se discuten algunas diferencias en los problemas de agregación por sectores de consumo, de las que extraemos las siguientes consideraciones:

- Respecto de los problemas de agregación de costos, en el caso de los usuarios residenciales, los errores que surgen, a partir del uso de costos promedio de la interrupción para la estimación del costo total de una interrupción en un circuito dado, serán relativamente pequeños. Esto es así porque el número de usuarios conectados a una línea de transmisión o de un alimentador, que sufre una interrupción es usualmente bastante grande. En otras palabras, debido a que el costo de una interrupción para los usuarios residenciales es relativamente pequeño y no varía mucho de usuario a usuario, entonces resulta seguro aplicar los costos promedio de una interrupción a usuarios residenciales en la estimación de los costos totales que este tipo de consumidores van a experimentar.
- Distinto es el caso de los usuarios comerciales e industriales. A lo largo de una línea de transmisión dada o alimentador primario de distribución existe un número relativamente pequeño de grandes usuarios. Debido a la gran varianza en los costos de este tipo de usuarios, el error de estimar los costos totales de una interrupción en un circuito a partir de los valores promedio puede ser muy grande. Cuando se estima el costo de la interrupción para grandes usuarios en un circuito dado, importa en gran medida cuales son los usuarios que se incluyen en el cálculo. Considerando la situación, es poco inteligente aplicar costos promedios de grandes usuarios en la planificación de problemas de transmisión y distribución. En su lugar, teóricamente, deberían obtenerse estimaciones razonablemente precisas de los costos de la interrupción para cada gran usuario individualmente, en un circuito dado.
- Sin embargo, los autores observaron que las diferencias en los costos de la interrupción entre usuarios comerciales e industriales son sistemáticas y pueden ser predichas a partir de ciertos factores de producción. Utilizando esos factores de producción, hicieron modelos de regresión múltiple que se desarrollaron para predecir los costos de la interrupción para cada tipo de cliente.

3. El Valor de la Confiabilidad en el Marco Regulatorio Eléctrico Argentino.

En este apartado se realizará una síntesis de los antecedentes y fundamentos encontrados para fijar el CENS y su utilización en el MEM y en el segmento de distribución del área metropolitana, en Argentina.

3.1. Antecedentes.

En nuestra búsqueda no hemos encontrado un estudio específico que se haya realizado, o se cite como fuente, para definir los valores del CENS en la regulación¹¹. Sin embargo en los años previos a las transformaciones del sector eléctrico a partir de la ley 24065,

¹¹ Debemos recordar que tanto en los procedimientos para el despacho y cálculo de precios en el MEM, como en los contratos de concesión de las distribuidoras metropolitanas se han adoptados valores del CENS.

se realizaron, tanto en el ámbito académico como empresario, algunos estudios que discutieron este tema y cuyos principales aspectos tratamos a continuación.

3.1.1. Consideración del Costo Social de Falla en la Planificación de Sistemas Eléctricos.- Grimoldi¹². (1986).

En este estudio se propugna la aplicación de métodos de costo-beneficio en la planificación de sistemas eléctricos, siendo el CENS uno de los costos.

Para desarrollar el trabajo describe, en primer lugar, las que llama técnicas tradicionales y luego las de costo-beneficio.

Denomina técnicas tradicionales a la determinación del sistema que, a mínimo costo, satisfaga la demanda prevista con un adecuado nivel de confiabilidad. Es decir, que la solución técnica del subsistema de abastecimiento es aquella que minimiza la suma de los costos de inversión y operación y mantenimiento, para un nivel previsto de la demanda de energía y potencia, y superando un nivel de confiabilidad predeterminado. La minimización de los costos de inversión y de operación y mantenimiento se realiza analizando diferentes topologías que satisfagan esas condiciones.

En general, el cálculo de los costos de inversión y de operación y mantenimiento no presenta problemas. Sin embargo es más dificultosa la definición del concepto de confiabilidad del sistema y su cuantificación. La elección del nivel de confiabilidad tiene un alto grado de subjetividad.

El método de costo-beneficio, en cambio, plantea que los beneficios emergentes de la inversión deben ser mayores que los costos originados por la inversión.

Dentro de los costos, además de los de inversión y de operación y mantenimiento se contabiliza el costo social del servicio no suministrado o costo de falla. Es decir, que en esta concepción el nivel de confiabilidad deja de ser un valor definido a priori para convertirse en una variable dependiente. La determinación de este costo, que en el estudio se asimila al costo de interrupción, es el escollo más importante en la aplicación de esta metodología.

En este estudio se tipifican, por una parte, los elementos que caracterizan a la interrupción (hora de ocurrencia, duración, área afectada, frecuencia y tiempo de alerta) y, por otra parte, los costos directos de la interrupción (costos derivados de la falta de suministro) y los costos indirectos de la interrupción (costos de prevención de la interrupción).

A continuación, el estudio revisa los métodos de cálculo para determinar el CENS en los sectores residencial, industrial y terciario.

Finalmente presenta las conclusiones de un ensayo, realizado por el mismo Grimoldi, del método de encuestas en los sectores residencial y de mediana industria, transcribiendo los modelos de formularios utilizados e indicando las dificultades que

¹² Es una monografía realizada por el autor en el marco del Programa de Postgrado de Capacitación en Análisis de Políticas Públicas del Instituto Torcuato Di Tella.

encontró en la aplicación del método. La experiencia consistió en dos series de entrevistas para cada sector.

En la primera serie del sector residencial, encontró que las visitas sin previo aviso a los hogares conspiraron contra el éxito de la encuesta. Asimismo, los cuestionarios resultaron muy extensos y el diseño de las preguntas no facilitaba la determinación por parte del encuestado de su disponibilidad a pagar por no sufrir cortes.

En la segunda serie, se adelantó por carta el motivo de la encuesta y la visita del encuestador, a la vez que se simplificó el cuestionario. Se utilizó como elemento de referencia, para la determinación del costo de interrupción, el salario horario percibido por el hogar. En este caso hubo buena predisposición de los encuestados y una adecuada interpretación del perjuicio del corte.

En el caso del sector de mediana industria, la primera serie de visitas se realizó también en forma espontánea. En el cuestionario, uno de los valores básicos a proveer era el valor agregado anual del establecimiento. Ese valor no fue fácilmente obtenible por la dificultad de su cálculo o renuencia a ser comunicado.

En la segunda serie se envió también una carta anticipada y se dejó a cargo de la empresa el cálculo de costo del corte. En este caso se obtuvo buena colaboración del usuario.

El autor informa los resultados del ensayo, indicando los siguientes valores obtenidos¹³:

- Para el sector residencial obtuvo valores que varían entre 1,09 y 4,07 u\$/kWh, para cortes de una hora en el período de mayor uso, con un valor medio de 2,14 u\$/kWh.
- Para el sector industrial obtuvo valores entre 3,66 y 4,37 u\$/kWh con un valor medio de 4,06 u\$/kWh.

3.1.2. Grupo de Trabajo Interempresario de Planificación de la Red Nacional de Interconexión, (1986).

En el año 1984 se creó en el ámbito de la Secretaría de Energía un grupo de trabajo integrado por profesionales de algunas empresas nacionales y provinciales de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con el objeto de realizar la planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

Las alternativas de desarrollo del Sistema de Transmisión, una vez perfeccionadas y equiparadas en términos de desempeño estático y dinámico, fueron analizadas desde el punto de vista de la confiabilidad.

El estudio consistió en asociar a cada una de las alternativas tres indicadores de confiabilidad: la Energía No Suministrada Total (ENS), la Energía No Despachada

¹³ El autor señala que los valores hallados tienen un bajo nivel de confianza por lo limitado del tiempo disponible para el estudio de campo.

(ENDe) y la Energía No Suministrada en p.u. región por región y global (ENSpu). Estos indicadores fueron definidos como sigue:

- La ENS representa el valor esperado de la energía que anualmente no se entregará a los usuarios por tres causas: insuficiencia de generación, restricciones de transmisión e indisponibilidad de elementos de transmisión.
- La ENDe es la energía que siendo generable no ha podido incorporarse al despacho por indisponibilidades o restricciones de transmisión. En el estudio se determinó el valor esperado de la energía vertida en los aprovechamientos hidroeléctricos.
- La ENSpu, que es la relación entre la ENS y la Energía Demandada, define un nivel de confiabilidad aceptable para cada área del sistema y global. En el estudio se consideró aceptable que dicha relación estuviera comprendida entre 10^{-5} y 10^{-4} .

En la aplicación se utilizó un modelo que determina dichos indicadores evaluando un cierto número de configuraciones aleatorias utilizando el método de Montecarlo.

Para la evaluación económica de las alternativas, el valor de la ENDe no representó un monto importante. La ENS fue evaluada al CENS, haciendo una sensibilidad entre 1 u\$/kWh y 2 u\$/kWh no suministrados¹⁴. Para la evaluación final se tomó el valor mas bajo (1 u\$/kWh).

3.1.3. Costo de falla por interrupciones de servicio – Proyecto de Ingeniería de Sistemas de Distribución, (1990).

En los últimos años de la década de 1980 se conformó en el ámbito de la Secretaría de Energía un grupo de trabajo integrado por profesionales de algunas empresas nacionales y provinciales de distribución de energía eléctrica, con el objeto de definir metodologías para el funcionamiento de las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional. Dentro de los temas desarrollados se encuentra el de calidad de servicio.

Uno de los estudios elaborados fue el denominado “Costo de Falla por Interrupciones de Servicio”, entre cuyos propósitos estaba definir un valor medio aceptable de la discontinuidad del servicio a los clientes, que tuviera validez nacional.

Luego de una descripción teórica de las metodologías aplicables realizan cálculos con diferentes enfoques para establecer el costo medio normativo del kWh no distribuido (CENDi). La definición de este valor proponen ubicarlo como la solución de compromiso de los resultados obtenidos por tres enfoques básicos:

- Costo explícito: visto por el usuario
- Costo implícito: visto por el distribuidor

¹⁴ En los antecedentes que han sido revisados en el presente estudio, no se encontró la justificación de la utilización de estos valores.

- Enfoques alternativos: aspectos macroeconómicos, tarifarios, etc.

El costo explícito representa el perjuicio que la interrupción del suministro provoca al usuario, siendo el procedimiento de encuestas el más utilizado para su determinación, el que debe tener diferentes características según sea el sector de usuarios.

- Para el sector doméstico se traza un perfil de perjuicio relativo durante diferentes períodos del día, mediante la aplicación de tres métodos diferentes:
 - o Método de sustitución o de la actividad alternativa: consiste en relevar y evaluar económicamente las actividades alternativas que pueden sustituir a las no realizables en razón del corte de suministro.
 - o Método de ocupación remunerada alternativa: consiste en la cuantificación económica de la actividad hogareña interrumpida, tomando como base la preferencia relativa por una ocupación remunerada.
 - o Método del no uso de artefactos eléctricos: consiste en cuantificar el no uso de artefactos eléctricos, tomando en cuenta su utilidad directa.
- Para el sector industrial se deja a cargo de cada industria la determinación del costo de la falla. Como elemento de contraste se utiliza la variación global del valor agregado de la empresa por la no disposición del suministro eléctrico, incluyendo daños a instalaciones.
- En el marco del proyecto se llevaron a cabo encuestas en todo el país a usuarios domésticos, industriales y terciarios. Los valores determinados se encontraron entre 1,5 y 5 u\$/kWh.

El costo implícito visto por el distribuidor, se determina aplicando análisis de costo-beneficio de cada inversión de mejoramiento de la red, considerando como incógnita la valorización de la energía no distribuida (ENDi). Establecida la relación beneficio costo objetivo se obtiene el valor que corresponde a la ENDi evitada por la inversión.

La definición del costo de la ENDi con enfoques alternativos, obtuvo los resultados que se resumen a continuación:

- Análisis macro-económico: define el CENDi como el cociente entre el PBI y la energía vendida en el año considerado. Obtiene una serie histórica de valores que varían entre 2,7 y 2,01 u\$/kWh.
- Análisis tarifario: analizan la relación entre el costo medio de la energía vendida y el CENDi en diferentes países, llegan a la conclusión de que esta relación se sitúa en el orden de 25.

Finalmente, basados en la necesidad de las empresas distribuidoras de contar con un valor medio normativo de la ENDi, consideraron que la magnitud del valor a utilizar era mas importante que su precisión. Conforme este criterio adoptado en el estudio y en

base a la comparación con los costos macroeconómicos, tarifarios y referenciales¹⁵ de otras naciones similares a Argentina, fijaron el valor medio normativo de la ENDi en 2 u\$s/kWh.

3.2. El Valor de la Calidad en la Regulación Argentina.

3.2.1. Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, 1992.

La ley 24065, promulgada en el año 1992, define el Marco Regulatorio de la generación, transporte y distribución de electricidad en la República Argentina. En su artículo 36 indica que la Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia y establece que "... la norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el Despacho Nacional de Cargas, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada".

La norma a que se refiere el artículo 36, fue dictada en el mismo año y conforma los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista".

En primer lugar, para tener en cuenta el costo de la energía no suministrada, la falla que produce cortes se modela en escalones como máquinas adicionales, tantas como escalones de falla se consideren, denominada cada una de ellas Máquina Falla.

A los efectos del despacho y la definición del precio de la energía, las máquinas fallas se consideran como parte del parque térmico disponible en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Cada máquina falla se define con una potencia máxima, que se representa como un porcentaje de la demanda de potencia en cada hora, y un costo de producción correspondiente al costo de falla que representa. La última máquina falla tiene como costo el Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

El Costo Marginal asociado a un área deficitaria, o sea donde existe ENS, se evalúa en función del porcentaje de ENS del área respecto de la energía demandada, conforme los valores indicados en el cuadro N° 2 :

Cuadro N° 2 : Costo Marginal de un área deficitaria	
Porcentaje de ENS del área	Costo Marginal del Área con ENS (\$/kWh)
Hasta 1,6%	0,12
Hasta 5,0%	0,17
Hasta 10,0%	0,24
Más de 10,0%	1,50

¹⁵ En el criterio informado en los documentos consultados, no se han considerado los resultados de los estudio por los métodos del costo implícito y del costo explícito. Tampoco se informa sobre los resultados desagregados correspondientes al método del costo explícito ni a los valores que se obtuvieron por el método del costo implícito.

En segundo lugar, las transacciones de potencia se realizan afectando el precio de la misma por un factor, denominado Factor de Adaptación, que representa la calidad y confiabilidad del vínculo entre un nodo del sistema y el Centro de Cargas y está medido por los sobrecostos y la energía no suministrada causados en el Mercado por restricciones del transporte.

El Factor de Adaptación de un nodo está relacionado con los sobrecostos producidos, en los nodos receptores, a los agentes consumidores cuando las interconexiones del Transporte en Alta Tensión tienen salidas de servicio forzadas.

Estos sobrecostos se determinan realizando simulaciones y comparando el costo de la energía para las demandas en los nodos receptores obtenidos del despacho de cargas con las restricciones normales del Transporte en Alta Tensión, y el obtenido para un despacho con contingencias en el Transporte en Alta Tensión. La valorización de la energía tiene en cuenta la ENS y el costo marginal asociado a cada área deficitaria, como está definido en el cuadro N° 2.

Por último, el CENS se utiliza también en la determinación de las reservas mínimas y óptimas de generación y en el cálculo de compensaciones por desvíos a los compromisos de reserva instantánea (cortes por relés de subfrecuencia).

3.2.2. Ampliaciones de Transporte

En el Mercado Eléctrico Mayorista, la remuneración del transporte cubre solamente los costos de operación y mantenimiento, pérdidas, impuestos y una tasa de retorno razonable para el transportista. No cubre los costos de expansión, por lo tanto, el transportista no tiene la obligación de ampliar la red.

La expansión o ampliación del sistema de transporte debe ser impulsada y solventada por quienes lo usan, es decir los agentes de la oferta y de la demanda. Éstos, conforme el artículo 11 de la ley 24065, deben obtener del ENRE un Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, lo que requiere análisis técnicos, económicos y ambientales.

Desde el punto de vista económico la conveniencia y necesidad de una ampliación de transporte es evaluada por el ENRE, quien verifica que el valor presente del total de costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema eléctrico con las modificaciones que se deriven de la ampliación solicitada, resulte inferior al valor presente del costo total de operación y mantenimiento de dicho sistema sin tales modificaciones. Para este análisis, se incluye dentro de los costos de operación el valor de la energía no suministrada al mercado.

Para ello se calcula con y sin ampliación la energía generada y los costos variables de producción asociados a la demanda prevista mas los sobrecostos en el sistema por contingencias en la red de transporte incluyendo la energía no suministrada, para diferentes estados del Sistema Argentino de Interconexión.

Para todas las evaluaciones que se realizan en el MEM, en el que haya que considerar la ENS, en la actualidad se toma el valor de 1,50 \$/kWh.

3.2.3. Contratos de Concesión de Distribución del Área Metropolitana (Edenor – Edesur – Edelap), (1992).

En los contratos de concesión del servicio de distribución de energía eléctrica del área metropolitana, se definen bonificaciones a los usuarios por parte de las distribuidoras en caso de prestar el servicio con menor calidad que el estipulado.

Si durante un período semestral, algún usuario sufriera más cortes¹⁶ que los estipulados, y/o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la Distribuidora un crédito en sus facturaciones del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro¹⁷:

Cuadro N° 3 : Costo de energía no recibida	
Residencial	1,40 \$ / kWh
Generales y Alumbrado Público	1,40 \$ / kWh
Comerciales e industriales en Baja Tensión	2,27 \$ / kWh
Comerciales e industriales en Media y Alta Tensión	2,71 \$ / kWh

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) en cada interrupción i de T minutos de duración, se calcula de la siguiente forma:

$$\text{ENS (kWh)} = \sum (T_i * EA / 525600 * K_i)$$

donde:

ENS: la parte de la energía no suministrada en el semestre computable como apartamiento a la calidad de referencia del contrato de concesión.

T_i : cantidad de minutos en que el usuario no tuvo servicio en cada hora del período interrumpido, contados a partir del momento en que resulta superado alguno de los estándares de frecuencia o duración que establece la calidad de referencia para el servicio técnico en los contratos de concesión.

EA: total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses (en kWh).

K_i : es el factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria¹⁸.

Los estándares para la frecuencia y la duración de las interrupciones que fijan, para cada usuario, la calidad de referencia que deben recibir de acuerdo a los contratos de concesión se muestran en el cuadro N° 4.

¹⁶ Mayores a 3 minutos.

¹⁷ No se han encontrado documentos que indiquen los fundamentos de los valores adoptados en los contratos de concesión.

¹⁸ Los valores de K_i pueden consultarse en los contratos de concesión de las distribuidoras metropolitanas en www.enre.gov.ar. A partir del consumo total interrumpido a un usuario, K_i asigna la distribución mas probable de dicho consumo dentro de cada hora abarcada por el período interrumpido.

Cuadro N° 4 : Tiempo máximo y Frecuencia de interrupción admitidos		
	N° de horas/interrupción	N° de interrupciones/semestre
Usuarios en AT:	2	3
Usuarios en MT:	3	4
Usuarios en BT (pequeñas y medianas demandas)	10	6
Usuarios en BT (grandes demandas):	6	6

3.2.4. El ENRE y la Revisión Tarifaria de las distribuidoras metropolitanas.

Conforme a lo dispuesto en la Ley 24065 y en los contratos de concesión de las empresas distribuidoras del área metropolitana, "Edenor S.A." , "Edesur S.A." y "Edelap S.A.", cada cinco años (diez en el primer período desde la privatización), se deben recalcular los cuadros tarifarios de las mismas.

Para ello, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 45 de dicha ley, cada concesionaria debe presentar con un año de antelación a la finalización de cada período tarifario, la propuesta de un nuevo régimen tarifario y cuadro tarifario, de acuerdo a la reglamentación que determine el ENRE.

Por medio de la Resolución N° 265/2000, el ENRE aprobó el Programa para las Revisiones Tarifarias de Distribución del año 2002. En la misma definió el cronograma del proceso y las tareas a realizar y las informaciones a presentar al ENRE, incluyendo las cuestiones relativas a la calidad de servicio.

En cuanto a la calidad de servicio, durante el proceso de revisión tarifaria, se requería elaborar dos temas.

- Definición del valor del CENS que se utilizaría para representar el perjuicio de los cortes a los usuarios y para ajustar la función de incentivos.
- El análisis del régimen de calidad de servicio y sanciones en vigencia y su modificación en caso de resultar conveniente.

El primer tema fue encarado por la Secretaría de Energía, como se describe mas adelante.

El segundo, a cargo del ENRE, estaba en proceso de análisis cuando se produjo la suspensión del proceso de revisión tarifaria dispuesta en el marco de la Ley de Emergencia¹⁹.

En cumplimiento del artículo 45 de la ley 24065, el ENRE dictó los criterios²⁰ a los que deberían ajustarse las propuestas tarifarias de las distribuidoras, siguiendo los siguientes lineamientos en materia de calidad:

¹⁹ Resolución ME N° 0038/2002

²⁰ Resolución ENRE 556 de 2001.

- A los efectos de definir conjuntos de alternativas “inversiones - nivel de calidad - costos” para mercados homogéneos, en cuanto a niveles de consumo, se realizó una zonificación del área de distribución.
- Esta zonificación se efectuó mediante la determinación de Áreas Típicas de Distribución (ATD). Tal como la define el ENRE, un ATD es un subconjunto del área concesionada que representa un mercado homogéneo en cuanto a niveles de consumo, características de las instalaciones requeridas y exigencias de la red para satisfacerlo con niveles de calidad y confiabilidad determinados. El conjunto de las instalaciones requeridas y determinadas según la alternativa tecnológica que satisface menores costos totales para abastecer cada ATD constituyen los Sistemas Eléctricos Representativos (SER).
- Las ATD se definieron conforme rangos de la densidad de potencia máxima simultánea según se muestra en el cuadro N° 5:

Cuadro N° 5: ATD y rangos de densidad de potencia máxima simultánea.		
ATD	Rangos BT [MW/Km ²]	Rangos BT + MT [MW/Km ²]
1 – Baja densidad rural	$\delta \leq 0,25$	$\delta \leq 0,50$
2 – Baja densidad urbana	$0,25 \leq \delta \leq 0,50$	$\delta \leq 0,50$
3 – Media-baja densidad	$0,50 \leq \delta \leq 3,00$	$0,50 \leq \delta \leq 7,00$
4 – Media-alta densidad	$3,00 \leq \delta \leq 8,00$	$7,00 \leq \delta$
5 – Alta densidad	$8,00 \leq \delta \leq 15,00$	$7,00 \leq \delta$
6 – Muy alta densidad	$15,00 \leq \delta$	$7,00 \leq \delta$

- La distribuidora debía calcular las erogaciones que, en concepto de inversiones y gastos (de operación y mantenimiento y comerciales), demandase la prestación del servicio en las condiciones de calidad que se detallaban para dos niveles de referencia en cuanto al desempeño del sistema en cada ATD (calidades de referencia 1 y 2).
- Para la medición de la calidad de servicio técnico se utilizaría la combinación de índices globales del sistema junto con índices individuales por usuario, definiendo niveles de calidad globales, con tarifas dependientes de los valores alcanzados, manteniendo niveles mínimos garantizados individuales con penalizaciones disuasorias.
 - La evolución de los índices globales incidiría en la remuneración de la distribuidora conforme a un procedimiento de frecuencia anual. Para cada año del siguiente período tarifario se obtendría un índice anual calculado como el promedio de los valores del índice calculado para cada semestre.
 - Adicionalmente, los índices individuales determinarían la aplicación de sanciones en función de los apartamientos que se registrasen, en cada semestre, respecto de cada usuario en particular.
- Los Índices Globales de Sistema de Calidad de Servicio Técnico adoptados fueron:

- SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción media por usuario [interrupciones / usuario- semestre], definido como el total de usuarios interrumpidos en “n” interrupciones dividido por el total de usuarios abastecidos.
- SAIDI: Índice de duración de interrupción media por usuario [horas / usuario- semestre], definido como el total de horas-usuario interrumpidos en “n” interrupciones dividido por el total de usuarios abastecidos.
- Los valores de los índices que definían las calidades de referencia se muestran en el cuadro N° 6.

Cuadro N° 6: Índices de las calidades de referencia de la resolución ENRE 556/2001				
ATD	Calidad de Referencia 1		Calidad de Referencia 2	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
Rural y Urbana baja densidad	4,2	8	2,4	4,4
Urbana	2,9	3,6	1,7	2

- Los índices individuales de calidad de servicio técnico adoptados, serían los mismos que se utilizaron durante el primer período tarifario (frecuencia y tiempo de interrupción). Se introducían ajustes a sus valores límite y se diferenciaban por tipo de usuario y por grupo de ATD.
- Las variaciones resultantes en la remuneración de la distribuidora y los montos de las bonificaciones a los usuarios, serían funciones dependientes de los nuevos valores que se adoptaran para el CENS.

3.2.5. Estudio sobre el CENS en Capital Federal y Gran Buenos Aires de la Secretaría de Energía de la Nación, (2001).

Con el objeto de desarrollar un estudio de adecuación y profundización del costo de la energía no suministrada, la Secretaría de Energía encaró un proceso de selección de consultoría.

Debido a restricciones presupuestarias la contratación fue interrumpida. Por lo que dicha Secretaría decidió, en fecha 27 de julio de 2001, encomendar a un grupo de profesionales, de la misma entidad, la ejecución del estudio para el área Metropolitana, Gran Buenos Aires y La Plata.

Se adoptó para la determinación del CENS un método basado en encuestas a los usuarios, buscando obtener directamente del usuario la percepción individual del perjuicio económico del corte, según el momento que es afectado y la duración en horas y la cantidad de usuarios afectados. Indagaron también sobre la predisposición a pagar por la calidad deseada.

El grado de efectividad global de la encuesta fue de 56,2% considerando la relación entre el total de encuestas respondidas (434) y el total de encuestas necesarias definidas por el diseño de la muestra (772).

Finalmente, en noviembre de 2001 se presentó el informe final en el que se indica que, con el procesamiento de 421 encuesta válidas, se obtuvieron los resultados indicados en el cuadro N° 7.

Cuadro N° 7: Costo de la ENS en u\$/kWh					
Duración del Corte	1 hora	3 horas	6 horas	12 horas	+ 12 horas
Residencial (T1R)	2,3	3,5	6,2	8,1	11,8
Generales (T1G)	2,0	2,5	3,9	5,9	2,0
Comerciales e industriales en Baja Tensión (T2 y T3 BT)	4,7	4,4	5,1	4,1	3,9
Comerciales e industriales en Media y Alta Tensión (T3 MT y AT)	2,9	1,5	1,3	1,1	0,4

Fuente Secretaría de Energía

Para intervalo de una hora de corte, los valores presentan errores estándar entre 15% y 22%, rango que estiman aceptable considerando el tiempo invertido en el desarrollo de la tarea de campo y la limitada disponibilidad de recursos con que contaron para realizar el estudio.

Algunas de las conclusiones expresadas en dicho informe se resumen a continuación.

Se detectó:

- Un alto grado de desconocimiento de los usuarios de sus derechos y obligaciones.
- Desconfianza ante la consulta por temor a cruces con información impositiva
- Reclamos de un mejor mecanismo de aviso de cortes programados.
- Dificultad para cuantificar el perjuicio económico a medida que aumenta la duración del corte.
- Dificultades que generan los microcortes en la industria y el comercio.
- Para los usuarios residenciales el CENS aumenta con la duración del corte.
- Para las actividades comerciales y de prestación de servicios el CENS permanece constante.
- Para las actividades industriales el CENS presenta una tendencia decreciente con la duración de la interrupción.
- Una nula disposición a pagar más por la calidad de servicio deseada.

3.2.6. Caso Ángel Estrada y Cia. S.A. y Caso Azopardo

Existen dos casos clave para la discusión del valor de la ENS, ocurridos en el área de concesión de las distribuidoras metropolitanas. Uno de ellos el Caso Ángel Estrada y

Cia. S.A.²¹, Caso Estrada de ahora en adelante, que plantea el problema del resarcimiento integral al usuario, por defectos de la calidad, frente al concepto de resarcimiento restringido (cláusula penal) previsto en los contratos de concesión. El otro es el Caso Azopardo²², que comportó la aplicación de una medida extraordinaria a la empresa Edesur S.A., debida a una falla ocurrida en la Subestación Azopardo, que llevó a una interrupción del suministro de energía eléctrica que afectó a más de ciento cincuenta mil usuarios y se prolongó por varios días para un gran número de los afectados.

En el Caso Estrada dicha firma solicitó la intervención del ENRE, a los efectos de obtener la reparación de las pérdidas y atrasos en la producción de la planta, producidos por la imposibilidad de hacer funcionar las máquinas de su propiedad, como consecuencia de baja tensión y cortes en el suministro de energía eléctrica prestado por EDESUR S.A.

La firma reclamante resaltó expresamente la independencia entre las penalidades que aplica el Ente y la responsabilidad de las Distribuidoras por daños y perjuicios que se rige necesariamente por las previsiones del derecho común aplicable en la materia.

Por su parte, la respuesta del ENRE al reclamo de Estrada, se basó en la doctrina de considerar a las multas establecidas para el caso de incumplimiento de los niveles de calidad de servicio, calidad de producto o calidad comercial, como un límite a la indemnización ya que entiende el ENRE que las multas son “cláusulas penales” que ponen límites a la responsabilidad de la distribuidora.

La importancia del Caso Estrada radica en que separa los conceptos de multa, del de daño y perjuicio. La multa está comprendida dentro del Contrato de Concesión y deberá ser abonada a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Sin embargo, el pago de la multa no relevará a la Distribuidora de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

El fallo de cámara resultó favorable a las pretensiones de la firma Angel Estrada y Cía. El argumento del fallo de cámara se fundamenta en que la mencionada separación de conceptos se basa en interpretar que conforme el marco regulatorio, el regulador tiene facultades para imponer multas, pero no tiene competencia en materia de reconocimiento de daños y perjuicios.

En la actualidad el Caso Estrada está en la Corte Suprema en espera de sentencia. Su resultado condicionará los criterios metodológicos para la definición del valor de la confiabilidad que habrá de adoptarse para fines de regulatorios, considerando la relación entre tarifa, calidad y función de incentivos (penalidades y premios).

El Caso Azopardo, por otro lado, constituye un hecho extraordinario tanto por la cantidad de personas involucradas como por la duración de las interrupciones. Ante la magnitud de lo acaecido el regulador impone en primer lugar las bonificaciones estipuladas en el contrato de concesión, y en segundo lugar una indemnización

²¹ Resolución ENRE 0299/1995 y Expte. 3186/97 “Angel Estrada y Cia. S.A. c/ Resol. 71/96 - Sec. Ener. y Puertos (Expte. n° 750-002119/96)”

²² Resolución ENRE 0222/1999 - Resolución ENRE 0292/1999

complementaria, justificada por la duración del evento y la asimetría de medios y recursos existente entre los usuarios y la distribuidora.

Hay que mencionar que la indemnización extraordinaria se limitó a los usuarios residenciales, para quienes se fijaron valores horarios de indemnización, y se consignó que ante la eventualidad de haber sufrido daños mayores, todo usuario podía reclamar la diferencia, siempre y cuando presentara las pruebas pertinentes. En este sentido la sanción intentó reflejar adecuadamente la forma específica en la que interrupciones de larga duración impactan sobre los usuarios residenciales. En tanto que los usuarios comerciales e industriales, o bien llegaron a acuerdos privados con la distribuidora o presentaron ante el ENRE sus reclamos.

La indemnización extraordinaria, aplicada en el Caso Azopardo, consiste en un apartamiento de la doctrina que interpreta la multa como cláusula penal, seguida tradicionalmente por el ENRE. La razón jurídica que la fundamenta, aún aceptando que las penalidades establecidas en el contrato son “cláusulas penales”, consiste en que si la entidad de las penalidades presenta una diferencia grosera con la magnitud del daño ocasionado, la autoridad tiene la potestad para apartarse de la doctrina y disponer un reconocimiento integral.

4. Lineamientos para actualizar el valor de la confiabilidad en el sistema eléctrico argentino.

En este apartado nos proponemos desarrollar los lineamientos para un tratamiento más ambicioso de la determinación del valor económico de la confiabilidad en el caso de Argentina. Nos referiremos en particular a los aspectos relativos a la modelación del problema y a los aspectos relativos a los trabajos de campo requeridos para alimentar el modelo.

4.1. La modelación del Valor de la Confiabilidad.

4.1.1. La tipificación de las afectaciones a la calidad del suministro.

El concepto de interrupción del suministro lo trataremos como comprensivo tanto de la discontinuidad del servicio técnico²³, como del suministro fuera de la banda de tensión admisible en términos de compatibilidad con los equipos de uso final de la electricidad.

Se deberán tipificar afectaciones de la calidad en las que varíen los parámetros que representan los atributos de la calidad, es decir frecuencia, duración, oportunidad y la existencia o no de preaviso. Esta tipificación deberá contener un rango razonable de variación de los parámetros, de manera de revelar la sensibilidad de los consumidores con cambios en los atributos.

La tipificación de las afectaciones de la calidad deberá, además, ser consistente con las distintas tecnologías y configuraciones de red utilizadas en el mercado donde se realiza el estudio, así como con la escala de dicho mercado.

²³ Entendidas como interrupciones de más de 3 minutos.

Una primera separación para la tipificación de afectaciones de la calidad corresponde al segmento en el que se origina la interrupción. En tal sentido debemos diferenciar:

- Cuando se presentan situaciones de falta de capacidad en generación o, disponiendo de capacidad en generación, falta capacidad de transporte para vincular la oferta con la demanda, tenemos afectaciones de calidad a gran cantidad de usuarios, en grandes extensiones y durante períodos prolongados. Este tipo de afectación, que denominaremos racionamiento, tiene el atributo del preaviso y sus efectos pueden, en cierta medida, mitigarse mediante programas de gestión de demanda. Casos referenciales de este tipo de afectaciones pueden revisarse en la experiencia de Argentina de fin de los 80 y en la reciente experiencia de Brasil. Estas afectaciones impactan sobre la calidad del suministro a los usuarios finales y además pueden tener fuertes externalidades.
- Afectaciones originadas por eventos no controlados en situación de suficiencia, en el SADI o en redes primarias de AT de las distribuidoras, pueden provocar interrupciones que, si bien son de corta duración, afectan en forma significativa el funcionamiento de servicios y actividades en los grandes centros urbanos. Este tipo de afectación, que denominaremos macrocortes, tiene como caso referencial los eventos de fines de 1999 en el área metropolitana. Estas afectaciones también impactan, aunque en menor medida, sobre la calidad del suministro a los usuarios finales, pero pueden tener fuertes externalidades.
- Afectaciones de la calidad originadas en fallas en la red de distribución, impactan principalmente sobre los usos finales de la electricidad en las instalaciones de los usuarios. A este tipo de afectaciones las denominaremos interrupciones distribuidas. La tipificación de las interrupciones distribuidas debe cubrir un rango importante de variación de la frecuencia, de la duración y de la oportunidad de las interrupciones.

4.1.2. La agregación en escala de mercado.

Para que el abastecimiento eléctrico se desarrolle en el entorno del óptimo, conforme el principio de eficiencia asignativa, la demanda vinculada por las redes al interior de un mercado, debe revelar el valor que le otorga a la confiabilidad del suministro.

Este valor debe ser representativo del daño ocasionado al conjunto de usuarios que componen el mercado bajo análisis. Esto plantea la discusión del método de agregación para pasar del costo de las interrupciones para un usuario en particular, al valor que corresponde a un mercado con diversidad de usuarios.

En consecuencia el abordaje de esta cuestión no se agota al determinar el criterio más conveniente para valorar el daño que las interrupciones del suministro ocasionan a cada tipo de usuario. Se trata también de definir el criterio para integrar en escala de un mercado eléctrico el valor de la confiabilidad del conjunto de usuarios que la componen.

Se propone entonces diseñar, para cada mercado eléctrico²⁴, una función que modele el valor de la confiabilidad considerando la afectación de los distintos atributos de la calidad y la valuación del daño que tales afectaciones provocan en el conjunto de usuarios de ese mercado.

Denominaremos a esta función como función del valor de la confiabilidad de un mercado y la representamos como:

$$VACOM = f(FIm; DIm; FDFIm; FDDIm; E)$$

Donde

- FIm: Frecuencia de interrupciones en el mercado m, mediante un indicador de sistema a definir en la etapa de modelación.
- DIm: Duración de las interrupciones en el mercado m, mediante un indicador de sistema a definir en la etapa de modelación.
- FDFIm: Función de daño al conjunto de usuarios del mercado m provocado por la frecuencia de las interrupciones.
- FDDIm: Función de daño al conjunto de usuarios del mercado m provocado por la duración de las interrupciones.
- E: Función que valúa las externalidades que afectan a la comunidad en su conjunto en casos de macrocortes o racionamientos.

El enfoque que proponemos recoge el concepto de multiatributo de la calidad. Debe señalarse que las respectivas funciones de daño asociadas a los atributos principales de frecuencia y duración de las interrupciones, son dependientes de la oportunidad de la interrupción, en su aspecto horoestacional, que es otro atributo que debe considerarse en la valuación del daño.

La función del Valor de la Confiabilidad de un Mercado (VACOM) tratará entonces el daño, de manera desagregada, en cuanto corresponde a la frecuencia de las interrupciones y en cuanto corresponde a la duración de las interrupciones para cada mercado. Debe recordarse que los recursos de inversión y operativos que se requieren para mejorar cada uno de estos dos atributos, desde el subsistema de abastecimiento, son diferentes. A su vez los mercados vinculados a un área determinada de la red pueden ser más sensibles a uno u otro tipo de afectación.

El diseño de la función VACOM implicará la selección de los indicadores de sistema correspondientes a la frecuencia y a la duración de las interrupciones, su segmentación en períodos horoestacionales y la modelación matemática de su relación con las funciones de daño asociadas a los diferentes atributos de la calidad.

Desde el punto de vista regulatorio resulta de interés incluir en el tratamiento del valor de la confiabilidad, los efectos que provocan el racionamiento y los macrocortes. Para

²⁴ O lo que es lo mismo a nodos de la red que integran aguas abajo esos mercados.

ello, la función que determina el Valor de la Confiabilidad debe integrar un conjunto de externalidades, representadas por la función E, a las que nos referimos mas adelante.

4.1.3. Segmentación del Mercado Eléctrico

El enfoque del Valor de la Confiabilidad asociado a Mercados, requiere precisar la segmentación del conjunto del mercado eléctrico en unidades que determinen una escala geográfica asociada a redes. Como mínimo deberían determinarse el VACOM que corresponden a cada nodo de vinculación entre redes de distribución y de transporte. En el caso de redes de distribución extensas o que atienden mercados complejos, esta función debería a su vez diferenciarse para segmentos de mercado con requerimientos de calidad claramente diferenciados.

El concepto de Áreas Típicas de Distribución definido por el ENRE al que nos referimos en el apartado 3.4.2 de este documento, puede resultar de utilidad para la segmentación de mercados eléctricos complejos. En este caso debería calcularse el VACOM correspondiente a cada ATD y el nivel óptimo de calidad definirse para nodos de la red primaria de AT del segmento de distribución, considerando el valor que resulte de agregar el VACOM del conjunto de ATD's que se vinculan a dichos nodos.

4.1.4. Funciones de daño al interior de los mercados.

La función de daño debe incorporar tanto los efectos directos sobre la indisponibilidad o la disponibilidad defectuosa²⁵ de los usos finales de la electricidad como las externalidades que cada tipo de afectación de la calidad provoca.

Las afectaciones de calidad originadas en interrupciones distribuidas en las redes de BT y MT, no deberían originar externalidades significativas mas allá de las derivadas de la interrupción del alumbrado público, estando sus efectos principalmente asociados a la inhabilitación de los usos finales que los consumidores satisfacen a partir de la electricidad.

La modelación de la función de daño originada en este tipo de afectaciones, debe representar la sensibilidad que los distintos tipos de usuarios tienen frente a los atributos que determinan la calidad. Para tal fin, el universo de usuarios que componen un mercado, debe ordenarse en módulos homogéneos²⁶ en términos del valor que le otorgan a la confiabilidad.

Para este caso, en que el daño proviene principalmente de la afectación a los usos finales de los usuarios, la construcción de la función de daño, deberá modelarse considerando los efectos asociados a los distintos tipos de afectación de la calidad predeterminados. En esta indagación deberían revelarse también los umbrales mínimos a partir de los cuales la calidad comienza a ser un valor apreciado por los usuarios.

²⁵ Debe recordarse que las variaciones lentas de tensión fuera de los límites de compatibilidad con el diseño de los equipos de uso final de la electricidad, restringen o anulan la disposición de energía útil para consumo del usuario.

²⁶ Debe analizarse si las categorías de usuarios ordenadas con fines tarifarios se corresponden con comportamientos homogéneos en términos de requerimientos de calidad o si deben reordenarse con el propósito de representar módulos homogéneos.

Una vez determinadas las funciones de daño para cada tipo o módulo de usuarios, corresponde analizar su integración en funciones de daño del mercado. Para tal fin debemos recordar que el suministro en un servicio de redes, debe regularse para una calidad genérica. Sin embargo el límite entre calidad genérica y calidad dedicada debe determinarse para cada mercado, en función del valor de la confiabilidad para cada tipo de usuario y de su participación relativa en el desarrollo de la red.

Hemos dicho que en los casos de racionamiento y de macrocortes se generan efectos con fuertes externalidades. La modelación de estas externalidades debe considerar, en el caso de racionamiento, el impacto en el desarrollo socioeconómico sumado al que se produce por una mayor probabilidad de ocurrencia de macrocortes y sus externalidades asociadas al operarse con mínimas reservas. En el caso de los macrocortes, por su carácter de imprevistos, la modelación debe considerar el impacto provocado por la afectación a los sistemas de transporte público, de agua potable, de alumbrado público, de comunicaciones y de semáforos, con fuerte impacto en las grandes ciudades. En ambos casos, las externalidades incluyen los efectos asociados al aumento del riesgo por la seguridad de los bienes y las personas.

Para el tratamiento de los efectos del racionamiento y de los macrocortes debe considerarse, en cuanto a sus externalidades, a los mercados afectados como un único usuario (la comunidad en su conjunto).

4.1.5. Determinación de la función de daño para un tipo de usuario.

A partir del análisis de la experiencia sobre determinación del valor de la confiabilidad, que hemos resumido en el apartado 2 de este documento, consideramos que el método de costeo de los efectos de las interrupciones apoyado en trabajos de campo y discriminando la significación de los atributos en los usos afectados y en el daño producido, es el abordaje más consistente con los objetivos del estudio del valor de la confiabilidad.

El método de costeo de los efectos de una interrupción, requiere una previa identificación de los potenciales usos finales que resultan afectados por las interrupciones tipificadas, y su modelación en forma de función de daño para cada tipo de usuario. Esta modelación permitirá identificar la información que debe relevarse en el trabajo de campo.

Como se desprende del análisis de la experiencia nacional e internacional, que hemos resumido en este estudio, la mayor complejidad para alcanzar una precisión razonable en la determinación de la función de daño, la ofrece el sector de consumos residenciales. Por la importancia que tiene este sector en el desarrollo y uso de la red de distribución, se hace imprescindible realizar un especial esfuerzo en la modelación de su función de daño.

Para este segmento de consumo, consideramos necesario un abordaje múltiple. Por una parte se deberá modelar el costo de los efectos de las interrupciones tipificadas. Por otra parte consideramos conveniente indagar sobre la percepción de los usuarios acerca del valor que le otorgan a los atributos de la calidad, utilizando el método de la disponibilidad a pagar.

Consideramos que el método de los efectos permitirá una mejor objetivación del verdadero daño producido a los consumidores domésticos y permitirá un tratamiento más consistentes con los que correspondan al resto de los sectores de consumo para determinar valores de la función de daño agregada en escala de mercado. Pero estas ventajas del método de los efectos presuponen una correcta modelación de beneficios y satisfacciones que, en este segmento de consumo, no son de sencilla valorización. En consecuencia el criterio del abordaje múltiple permitirá un mejor ajuste de la función de daño para cada módulo homogéneo dentro de este sector, tratando en forma consistente las diferencias que puedan presentarse entre los distintos métodos utilizados.

Un punto de particular atención dentro del segmento de consumo residencial se refiere a los consumos esenciales. Los usos finales asociados a consumos esenciales, a los efectos del estudio, deberían tratarse con independencia de la capacidad de pago de los usuarios²⁷. Por tal razón, proponemos definir un módulo homogéneo que solo requiere una canasta de consumos esenciales y que se tratará únicamente por el método de los efectos. El método de disponibilidad a pagar se aplicaría solamente sobre los módulos homogéneos que contienen a los consumidores residenciales solventes, con una canasta de usos finales mas amplia que la de los esenciales.

Para los sectores industriales y comerciales de pequeñas y medianas demandas, un abordaje sistematizado como el propuesto por Sullivan y Vardell, al que nos referimos en el apartado 2.2.5., si bien exigirá un mayor esfuerzo en la fase de modelación, reducirá en forma significativa el costo de los trabajos de campo. Para las grandes demandas deberán analizarse los casos que pueden tratarse con el mismo criterio propuesto para las pequeñas y medianas y aquellos que requieren un estudio especial para cada caso.

Como resultado del trabajo de modelación deben obtenerse las funciones del costo del daño para cada módulo homogéneo de consumidores. Estas funciones deben representar el costo del daño en dependencia de las variables de frecuencia y duración de las interrupciones, parametrizadas por la oportunidad de la interrupción en pico o fuera de pico y verano e invierno como mínimo.

4.2. Los trabajos de campo.

La realización de los trabajos de campo implica adoptar una serie de elecciones sucesivas muy relacionadas unas con otras. Por ejemplo, es necesario decidir el método de aplicación de la encuesta, el cual estará condicionado por la delimitación del universo al que se le vaya a aplicar el sondeo y que determinará en última instancia el tamaño de la muestra. Además, se debe dar forma al formulario de la propia encuesta, conciliando la información requerida por el investigador con la información que los encuestados pueden y desean dar. Sin embargo, como paso previo es importante que el investigador defina su marco teórico de referencia, así como la metodología a la que aplicará los resultados de la encuesta.

²⁷ Debería considerarse como hipótesis del estudio que el financiamiento de los consumos esenciales de la población sin capacidad de pago será resuelto por el estado mediante subsidios.

En este sentido, tanto la elección de una metodología de costeo directo como la modelación de las funciones de daño para cada módulo homogéneo de usuarios en que se divida el universo de los consumidores de electricidad en la Argentina, determinarán el conjunto de información que debe ser relevada mediante encuestas.

La adopción de una metodología unificada, como la determinación de los efectos de las interrupciones por el método del costeo directo, implicará un diseño diferente para cada tipo de usuario. Mientras que en el caso de los usuarios industriales y comerciales las encuestas son relativamente directas, en el caso de los usuarios residenciales será necesario adoptar una posición teórica y una serie de criterios, conducentes a la determinación indirecta de los costos que experimentan como resultado de una interrupción de suministro.

En este contexto, los estudios de campo deben definirse de manera amplia, considerando principalmente, las encuestas propias de la determinación del valor de la confiabilidad, e incluyendo, subsidiariamente, toda la serie de estudios secundarios que sirven de apoyo a los supuestos y marcos teóricos adoptados.

El objetivo de lograr la agregación del daño en la escala del mercado tiene implicaciones concretas en la definición de módulos homogéneos de demanda de calidad. Las condiciones básicas que deberán considerarse en la definición de esos módulos homogéneos son las siguientes:

- Deben constituir agrupaciones de usuarios con características homogéneas respecto de la calidad del suministro. Estas características homogéneas de los usuarios estarán fuertemente relacionadas con los usos finales que hacen de la electricidad y con el tipo de actividad que desarrollan.
- Las características homogéneas en términos de calidad, deberán tener correlación con información disponible en las bases de datos de usuarios de las compañías distribuidoras o bien con información que pueda machearse sobre las mismas. De tal forma se podrán hacer un diseño muestral consistente con la posterior expansión, de los resultados obtenidos a partir de la muestra, al total de los mercados asociados a redes.
- Deben ser concebidos para su aplicación en el universo de usuarios de la Argentina, es decir que deben ser representativos de los usos finales y de las actividades vinculadas al consumo eléctrico en todo el país.

El diseño de los formularios de encuesta deberá atender a las consideraciones recopiladas en el apartado 2.2.4. de este estudio. Deberá además dedicarse especial atención al pretest de los formularios, para el ajuste definitivo de los formularios, previo a la realización de las encuestas sobre el total de la muestra de cada módulo homogéneo.

En el caso de los módulos homogéneos que integran sectores industriales y comerciales, deberá formularse una estrategia que considere la aversión de los usuarios a brindar información que consideran estratégica para sus negocios y sobre la que desean mantener confiabilidad.

5. Consideraciones finales.

El análisis que hemos desarrollado en los apartados anteriores de este estudio, nos muestran la extensión y profundidad con que se está abordando y discutiendo la cuestión del valor de la confiabilidad para los consumidores, así como las implicancias que tiene para la regulación del sector eléctrico en la Argentina.

El artículo 42 de la Constitución Nacional ha instalada en el máximo status legal, el derecho de los usuarios, en su relación de consumo, a la protección de sus intereses económicos y ha encomendado a las autoridades asegurar el suministro de los servicios públicos con calidad y eficiencia.

Metas de calidad y eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad convergentes con la atención de los intereses económicos de los usuarios, exigen una regulación que considere la optimización del sistema o, dicho en términos de los principios de la ley 24065, el mínimo costo compatible con la confiabilidad del abastecimiento. Pero también exige la mayor desagregación y precisión posible en la determinación del nivel de calidad que atienda los intereses económicos de los usuarios.

Un mejor conocimiento del valor de la confiabilidad que corresponde a los distintos mercados eléctricos de la Argentina, resultará un valor agregado para todo el sistema eléctrico.

La industria eléctrica podrá conocer mejor la sensibilidad de las demandas conectadas a sus redes en términos de la valoración que hacen de la calidad, orientando su gestión hacia la satisfacción de las necesidades de quienes son sus clientes.

La regulación podrá diseñar los incentivos adecuados para que las inversiones de expansión de la capacidad de generación y transporte maduren con la suficiente anticipación, de manera de obtener el ajuste dinámico entre oferta y demanda.

También la regulación contará con la información necesaria para determinar el binomio precio calidad al que debe prestarse el servicio en cada mercado y para diseñar la función de incentivos que conduzca al sistema hacia la calidad objetivo. Permitirá también resarcir con equidad a los usuarios afectados por un suministro con defectos respecto de dicha calidad objetivo.

Finalmente, un mejor conocimiento del valor de la confiabilidad para el MEM en su conjunto, permitirá diversificar y optimizar el aprovechamiento de las oportunidades de intercambios en el mercado regional de la electricidad.

Desde esta perspectiva, la determinación y actualización periódica del nivel de calidad al que debe prestarse el servicio, basadas en principios económicos, alcanza tal jerarquía para el sistema eléctrico en su conjunto, que amerita ser abordada con mayores esfuerzos institucionales que los realizados hasta el presente.

Bibliografía

- Center For International Economics, “Review of Willingness to Pay Methodologies”, Canberra, Australia, August 2001.
- “Contratos de Concesión de Distribución del Área Metropolitana (Edenor – Edesur – Edelap)”, 1992 en www.enre.gov.ar.
- DOE/EIA-0586, “Performance Issues for a Changing Electric Power Industry”, January 1995.
- Energy Research Institute Chulalongkorn University, “Electricity Outage Cost Study”, Thailand, 2001.
- Balducci P. J., et. al., “Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, sectors, and U.S. Economy”, Pacific Northwest National Laboratory, PNNL-13797, February 2002.
- Bowbrick, Peter, “A Critique of Economic Man Theories of Quality”, 1987.
- Choynowski, Peter, “ Measuring Willingness to Pay for Electricity”, Asian Development Bank, July 2002.
- ENRE “Resolución N° 265/2000”, Mayo 2000.
- EPRI, Revis James, “Scooping Study on Trends in the Economic Value of Electricity Reliability to the U.S. Economy”, LBNL-47911, Palo Alto C.A. June 2001.
- Gates, J.; Billington, R.; Wacker, G.; “Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No 1, February 1999.
- Grimoldi, Carlos, “Consideración del Costo Social de Falla en la Planificación de Sistemas Eléctricos”, Centro de Investigaciones Económicas, Instituto Torcuato Di Tella, 1986.
- Grupo de Trabajo Interempresario de Planificación de la Red Nacional de Interconexión, “Metodología para la definición del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Interconexión”, 1986.
- Husson, Gustavo, “Transacciones de Calidad – Su contribución al desarrollo de los Sistemas de Transporte Regional de Energía Eléctrica”, CIER, 3er. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, Abril 2002.
- Kariuki, K.K., Allan R.N., “Evaluation of reliability worth and value of lost”, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143 (1996).
- Marion, Gilles, “Consumer Marketing and Business Marketing”, Lyon, September 1997.

- Munasinghe, Mohan, “The Economics of Power System Reliability and Planning”, World Bank Research Publication, 1979.
- Munasinghe, Mohan; Romesh Dias-Bandaranaïke “The Demand for Electricity Services and the Quality of Supply”, The Energy Journal, Vol. 4, N° 2, 1983.
- M. Munasinghe y A. Sanghvi “Reliability of Electricity Supply, Outage Costs and Value of Service: An Overview” The Energy Journal, Vol. 9 1988 p. 5.
- Osborn, Julie; Kawann, Cornelia, “Reliability of the U.S. Electricity System: Recent Trends and Current Issues”, LBNL-47043, University of California, Berkeley, August 2001.
- Proyecto de Ingeniería – Sistemas de Distribución, “Costo de falla por interrupciones de servicio”, 1990.
- Rabin, Matthew, “Psychology and Economics”, University of California, Berkeley, September 1996.
- Rivier Abbad, Juan, “Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid 1999.
- Secretaría de Energía de la Nación , “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista”, 1992 en www.cammesa.com.ar.
- Secretaría de Energía de la Nación, “Estudio sobre el Costo de Energía No Suministrada en Capital Federal y Gran Buenos Aires”, 2001.
- Sullivan, Michael; Vardell, Terry, “Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No 2, May 1996.
- Sullivan, Michael; Vardell, Terry; Johnson, Mark, “Power Interruption Costs to Industrial and Commercial Consumers of Electricity” IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No 6, November / December 1997.
- U.S. Congress, Office of Technology Assessment, “Physical Vulnerability of Electric System to Natural Disasters and Sabotage”, OTA-E-453 (Washington, DC: U.S. Government Printing Office, June 1990).
- Venegas Castro, Jaime Guillermo, “Metodologías de Evaluación de Costo de Falla en Sistemas Eléctricos”, Disertación Ingeniería, Santiago de Chile, 1994.