

Transacciones de Calidad - Su contribución al desarrollo de los Sistemas de Transporte Regional de Energía Eléctrica

Ing. Gustavo Husson
Consultor Independiente

Abstract

En general, la vinculación de Sistemas Eléctricos Nacionales con diferentes criterios de desempeño mínimo produce alteraciones de la calidad en ambos sistemas que deben ponderarse y en caso de no poder igualarse su desempeño, compensarse económicamente.

Por otra parte, una interconexión internacional, aún realizada con conversión de frecuencia, permite efectuar transacciones de calidad entre los Sistemas Eléctricos Nacionales, es decir transacciones de servicios complementarios (ancillary services).

Finalmente, una interconexión puede también producir mejoras en la capacidad de transporte en uno o en ambos sistemas nacionales.

El reconocimiento de esos efectos económicos concurrirá a hacer viables más interconexiones que las resultantes de sólo considerar los intercambios de energía entre los sistemas nacionales ya que permitirá ponderar una renta adicional.

En ese marco de análisis y a título de ejemplo, puede referirse que la evaluación de la interconexión del Sistema Interconectado Central chileno (SIC) con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) indica que ésta puede resultar económicamente factible si se incluyen los intercambios de calidad, mientras que de una evaluación limitada a los intercambios de energía y potencia el resultado es negativo.

Ello implica que la evolución del Transporte Regional de energía eléctrica requiere:

- ? reconocer económicamente las diferencias entre criterios de desempeño mínimo de los sistemas nacionales vinculados,
- ? establecer pautas para reconocer económicamente el intercambio de servicios complementarios entre sistemas nacionales, y
- ? fijar criterios para contemplar las mejoras de las capacidades de transporte.

A efectos de reconocer esas rentas será necesario establecer criterios para la evaluación objetiva de los beneficios económicos resultantes y, de ser necesario, efectuar adecuaciones a las regulaciones nacionales si estas no permiten explicitarlos.

El presente trabajo desarrolla los criterios antes referidos.

Introducción

Uno de los aspectos que pueden caracterizar el desarrollo energético del Cono Sur de los últimos años es la construcción de vínculos de intercambio internacional, sean estos de hidrocarburos o eléctricos, vistos como una etapa preliminar hacia la integración de mercados. Es decir, la situación presente corresponde a la segunda fase de un proceso de intercambio de energéticos que en lo eléctrico fue iniciado en la década de 1970 mediante la explotación conjunta de los recursos hidroeléctricos binacionales y cuya fase final sería la integración de mercados, es decir la constitución de un Mercado Eléctrico Regional.

Esta tendencia debe verse como parte de un proceso integrador más amplio, que abarca distintos aspectos de la realidad económica y social de la región.

Esos vínculos eléctricos internacionales son los primeros cierres entre las islas eléctricas - actuales Sistemas Eléctricos Nacionales - de un futuro Sistema de Transporte Regional. Por su parte, este

Sistema operará como sustento físico del futuro Mercado Eléctrico Regional (MER).

¿Cuáles son las premisas para la organización de un Mercado Eléctrico Regional en América del Sur?

Los estudios realizados en el marco del Proyecto CIER 03 dan una idea muy acabada de esos requerimientos:

- a) No resulta imprescindible unificar el despacho de cargas y las reglas del mercado.
- b) No resulta imprescindible unificar la calidad de servicio a nivel regional.
- c) Deben establecerse criterios de desempeño mínimo homologables y reconocer los intercambios para mejorar la calidad de servicio.
- d) Debe promoverse la creación de un nuevo espacio regulatorio común hacia el cual los países converjan paulatinamente.
- e) Debe reconocerse la existencia de subregiones con requerimientos diferenciados.

¿Cuáles serán los productos y servicios que se comercializarán e intercambiarán en el MER?

El trabajo CIER citado lista los siguientes:

- a) Energía: de acuerdo al tipo de intercambio, puede tratarse de energía programada, de abastecimiento de emergencia o de desvíos respecto al programa.
- b) Potencia: a través de contratos de mediano o largo plazo (contratos de potencia firme), o transacciones de corto plazo, o como servicio auxiliar de respaldo y/o reserva fría.
- c) Servicios Complementarios: son servicios relacionados con los requerimientos de la operación, la calidad de servicio y las garantías de suministro
- d) Servicio de Transmisión: sus condiciones de acceso y uso, calidad de servicio y tarifas son reguladas.
- e) Servicio de Operación Regional y Administración Regional: las condiciones y obligaciones de servicio y su remuneración estarán reguladas a nivel regional.

En principio este análisis sigue el enfoque clásico de justificar la interconexión entre Sistemas Eléctricos Nacionales a partir de las diferencias entre los costos de producción de la energía en los sistemas a vincular (fijos y variables), inclusive la mejora de eficiencia derivada de la diversidad horaria de las cargas y la complementariedad hidrológica entre cuencas. Sin embargo identifica, además, que este tipo de vínculos permite aprovechar otro tipo de beneficios, como los derivados de compartir reservas, mejoría de calidad, mejoría de la capacidad de transporte de vínculos internos, etc.

No obstante lo anterior, conviene precisar el concepto de calidad, pues si de la decisión de interconexión resultara la afectación de la seguridad operativa de un Sistema Eléctrico (denominada integridad según las definiciones CIGRE – NERC), esta no podrá compensarse económicamente ni comercializarse, siendo así que una interconexión internacional no debiera afectar ese parámetro en los Sistemas Nacionales que ella vincula.

A ese respecto debe recordarse que la definición CIGRE – NERC sobre Calidad está conformada por tres conceptos:

- ✍ Calidad de frecuencia (apartamientos respecto al valor nominal),
- ✍ Calidad de tensión (forma de onda y apartamientos respecto al valor nominal) y
- ✍ Confiabilidad.

Siendo los dos primeros parte de lo que habitualmente se conoce como Calidad de Producto Técnico. Por su parte, la Confiabilidad está integrada por otros tres conceptos:

- ✍ Suficiencia, definida como la aptitud para suministrar los requerimientos conjuntos de potencia y energía eléctrica de los usuarios dentro de las prestaciones nominales de los componentes y límites de tensión, tomando en consideración salidas de servicio planificadas y no planificadas de los componentes del sistema.
- ✍ Seguridad, definida como la aptitud para soportar perturbaciones súbitas especificadas, tales como cortocircuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema conjuntamente con restricciones operativas, sin cortes de carga y evitando esfuerzos excesivos a los componentes.
- ✍ Integridad, definida como la aptitud de preservar la operación del sistema interconectado, o el hecho de evitar una separación incontrolada, en presencia de perturbaciones severas especificadas.

De estas definiciones la Suficiencia suele interpretarse como un concepto luego de maniobras, es decir existirá suficiencia en un sistema con diseño N-1 sin automatismos de transferencia automática de cargas que mantenga el servicio luego de maniobra.

La Suficiencia puede verse como un concepto de corto plazo, asociado a las interrupciones intempestivas por pérdida de elementos de redes o de generación o como un concepto de largo plazo, asociado a las interrupciones programadas por déficit de energía y/o potencia.

Por su parte, la Seguridad se refleja indirectamente en la Calidad de Servicio, es decir en el número de salidas de servicio de un componente o del conjunto del sistema. Debe notarse que como se detalla más adelante, la interconexión de Sistemas Eléctricos Nacionales implica habitualmente la afectación de la calidad de servicio, como puede observarse en relación con el comportamiento de los relés de alivio de carga (load shedding).

Resulta así que cuando se habla de intercambios o transacciones de calidad en una interconexión se está haciendo referencia a intercambios de Calidad de Producto Técnico, de Calidad de Servicio y de Suficiencia.

Por otra parte, el parámetro que debe preservarse y no someterse a transacción o compensación será la Integridad, es decir la aptitud para evitar la separación incontrolada del sistema ante perturbaciones severas.

Condiciones para el intercambio de calidad

Como se dijo, toda interconexión internacional, aún en cierta medida aquellas realizadas con conversión de frecuencia como las que vinculan los países del cono sur (de frecuencia nominal 50 Hz) con los demás del subcontinente (de frecuencia nominal 60 Hz), permite efectuar transacciones de calidad entre los Sistemas Eléctricos Nacionales, es decir transacciones de servicios complementarios.

Asimismo, una interconexión internacional puede también producir mejoras en la capacidad de transporte en uno o en ambos Sistemas Eléctricos Nacionales interconectados.

A efectos de promover el desarrollo del Sistema de Transporte Regional debe remunerarse el conjunto de los beneficios resultantes de un nuevo vínculo internacional, lo que requiere:

- ? reconocer económicamente las diferencias entre criterios de desempeño mínimo de los sistemas nacionales vinculados,
- ? establecer pautas para reconocer económicamente el intercambio de servicios complementarios entre sistemas nacionales, inclusive las mejoras de capacidad de transporte resultantes de la interconexión.

Como se describió al tratar las premisas para la constitución del MER, la vinculación de sistemas eléctricos con diferente desempeño mínimo resulta posible, pero requiere la homologación de la calidad en cada uno a efectos de determinar y evaluar los impactos de la interconexión en relación

con este parámetro.

Las razones para plantear este requisito radican en que la vinculación entre Sistemas Eléctricos Nacionales con diferente desempeño mínimo, es decir con diferente calidad, produce alteraciones de la calidad en ambos sistemas que deben ponderarse y en caso de no poder igualarse su desempeño, requieren de la adecuada compensación económica.

Por ello, el estudio CIER citado considera como paso previo a la constitución del MER la implementación de un Plan de Homologación de la Calidad, cuyos objetivos para cada Sistema Eléctrico Nacional serían:

- ✍ Determinar los datos técnicos del sistema y sus modelos mediante estudios y ensayos de validación.
- ✍ Establecer los criterios de desempeño mínimo.
- ✍ Establecer los criterios de planificación y diseño del sistema.
- ✍ Establecer planes para la auditoría, seguimiento y control de la evolución de esa variable (a implementar ya en la faz operativa del MER).

Tipos de transacciones de calidad

Resulta de todo esto un primer tipo de transacciones de calidad entre Sistemas Eléctricos Nacionales interconectados, que podrían denominarse transacciones obligadas, correspondientes al reconocimiento de:

- a) los beneficios económicos obtenidos en el sistema de calidad inferior por el solo hecho de estar interconectado al sistema de calidad superior, y
- b) los sobrecostos económicos resultantes en el sistema de calidad superior a consecuencia de la interconexión con el sistema de calidad inferior,

siendo normalmente la relación entre uno y otro componente fuertemente dependiente del tamaño relativo de los sistemas a vincular. Por ejemplo, al vincular un sistema importante con calidad superior con un sistema menor con calidad inferior, el sistema menor obtendrá beneficios resultantes de su mejora de calidad prácticamente sin costos adicionales o sobrecostos en el sistema mayor. Este tipo de transacciones deberían acordarse en el momento de autorizar la concreción de la interconexión internacional.

El segundo tipo de transacciones de calidad corresponde a los intercambios pactados libremente entre agentes u operadores de ambos mercados. Este segundo tipo de transacciones de calidad puede calificar como uno de los siguientes dos casos:

- ✍ decisiones de intercambio de calidad de corto plazo,
- ✍ decisiones de intercambio de calidad de largo plazo,

configurando lo que en la literatura se denomina Mercado de Servicios Complementarios o, con menos propiedad, Mercado de Servicios Auxiliares.

El conjunto de transacciones de calidad resultante de ambas condiciones puede esquematizarse como se indica en la Figura 1.

Los productos transados

Por su parte, los productos transados, independientemente del tipo de transacción considerada, serán los siguientes:

- ✍ RI - Reserva Instantánea (alivio de cargas)
- ✍ RR - Regulación de Frecuencia (reserva rotante para regulación primaria y secundaria)
- ✍ RFr - Reserva de rápida disponibilidad, reserva fría y redespacho por confiabilidad

- ✍ CPI - Calidad en el punto de interconexión
- ✍ DAG - Desconexión automática de generación

Las transacciones obligadas y su compensación

Como se dijo, se entiende que las transacciones obligadas entre sistemas con diferentes niveles de calidad no se corresponden con decisiones de los actores del mercado y requieren compensación por las transferencias de calidad, que deberían acordarse en el momento de la integración.

Pueden identificarse dos criterios de compensación:

- ✍ institucional, aplicable a interconexiones construidas por los Estados
- ✍ de mercado, aplicable a interconexiones construidas por la actividad privada.

El criterio institucional consistiría en promediar los sobrecostos de corto y largo plazo incurridos por la oferta y el costo de oportunidad para la demanda, y remunerar a la oferta y facturar a la demanda con ese promedio.

Ese criterio se encuentra reflejado en las transacciones pactadas en el pasado asociadas a interconexiones en los aprovechamientos binacionales.

Por ejemplo, el Convenio de Interconexión Energética con la República Oriental del Uruguay, que regula la interconexión de Salto Grande indica, en su Artículo 33 y en relación a la energía de menor costo que un país cede al otro en concepto de sustitución, que:

“...(si) la parte compradora evita poner máquinas en servicio y la parte vendedora tiene exceso de potencia rotante (entonces) el precio de la energía de sustitución de origen térmico será determinado, para cada transacción que se convenga, multiplicando el precio del combustible convenido por el promedio entre el consumo específico medio de las máquinas que el comprador evita poner en servicio a las potencias a las que iban a operar y el consumo incremental medio de las máquinas que la parte vendedora pone a disposición de la parte compradora a las potencias a las que van a operar. El beneficio por evitar el arranque se distribuirá en partes iguales.”

Por su parte, el criterio de mercado otorgaría el arbitraje de calidad de la interconexión a su titular, reconociendo los sobrecostos de corto y largo plazo a la oferta y percibiendo el costo de oportunidad de la demanda.

Las transacciones de mercado

Para caracterizar las transacciones de calidad realizadas por mercado deben tenerse presente que estas deben también, como mínimo:

- ✍ Remunerar los sobrecostos que producen en el sistema exportador, y
- ✍ Percibir el costo de oportunidad del servicio suministrado al sistema importador.

La consecuente renta de arbitraje de calidad entre sistemas puede integrar la renta del titular de la interconexión, colaborando así a viabilizar las interconexiones.

Por otra parte resulta claro que si bien las transacciones de mercado de corto plazo pueden ser de oportunidad, aquellas de largo plazo deben ser contractuales por requerir en mayor o menor medida la amortización de inversiones.

Transacciones de mercado a corto plazo

Por tratarse de intercambios de corto plazo que no deberían concurrir a amortizar inversiones, se entiende que estas transacciones de mercado deben remunerar los sobrecostos operativos que producen en el sistema exportador y percibir el costo de oportunidad del servicio suministrado al sistema importador.

La consecuente renta de arbitraje de calidad debería integrar la renta del titular de la interconexión, colaborando a viabilizar la misma.

Transacciones de mercado a largo plazo

Por su parte, las transacciones de mercado a largo plazo deberían incluir todos los sobrecostos de corto y largo plazo (resultantes tanto de la operación como de la concreción de inversiones) y ser contractuales.

Resulta necesario además disponer de información sobre la disposición de la demanda al pago por una mejor calidad, para conocer si los requerimientos de desempeño mínimo determinados con el costo de falla visto desde la oferta no discrepa sustancialmente de las expectativas comunitarias, caso contrario se podría estar llevando a la transacción sistemas desadaptados del punto de vista de las expectativas de la demanda.

El conjunto de las transacciones posibles se detalla en el Cuadro Resumen de Transacciones de Calidad que se adjunta como Figura 2, donde se incluyen los conceptos a reconocer, tal como se calculan a continuación.

Determinación de los Costos de Falla

En un dado sistema, el valor asignado a la energía no suministrada tiene dos posibilidades de evaluación según sea esta vista a) desde la demanda o b) desde la oferta, siendo en el último caso denominado habitualmente costo de falla (CdF).

La evaluación desde la demanda parte del requerimiento medio de calidad para cada categoría de consumidor, determinado mediante encuestas, y se refleja en el Valor Agregado de Distribución (VAD) según el nivel de inversiones en la red propia del Distribuidor necesario para satisfacerlo, más las inversiones o contratos necesarios para asegurar la calidad deseada en el punto de conexión del distribuidor con el resto del sistema. Todos estos componentes del costo se reflejan en la tarifa de cada categoría de consumidor.

Por su parte, la evaluación desde la oferta parte de considerar configuraciones alternativas del sistema, inclusive transmisión, despacho y red del distribuidor, computar sus costos operativos y/o de inversión y determinar el costo marginal de la energía no suministrada (ENS) evitada en el punto de conexión del consumidor para cada una de esas alternativas.

Independientemente del punto de vista, lo que se está analizando es la falta de abastecimiento a la demanda resultante tanto de interrupciones breves por fallas en la red del distribuidor o en el sistema como de larga duración o déficit por insuficiencia o pérdida de generación o transmisión.

Valor de la falla vista desde la oferta (Costo de falla)

Conceptualmente, se puede calcular dos costos marginales de la ENS evitada vista desde la oferta:

- ✍ Según el CdF de corto plazo, cuando la calidad sólo puede modificarse adoptando decisiones operativas.
- ✍ Según el CdF de largo plazo, cuando es posible adoptar decisiones de inversión que permiten transferir calidad.

En el corto plazo, es decir como resultado de decisiones operativas exclusivamente, el costo de la ENS evitada vista desde la oferta, se forma por:

- ✍ Costo de la ENS evitada por decisiones de corto plazo: incremento de la reserva rodante, de la reserva fría y redespacho por confiabilidad.

En el largo plazo, es decir si se agregan a las decisiones operativas las decisiones de inversión, el costo de la ENS evitada vista desde la oferta se forma por:

- ✍ Costo de la ENS evitada por fallas en el sistema de generación por decisiones de largo plazo.
- ✍ Costo de la ENS evitada en el sistema de transporte.

✍ Costo de la ENS evitada en el sistema de distribución.

Integrando en el tiempo los valores antes indicados para el corto y largo plazo se obtendrá como resultado el:

✍ Costo de la ENS evitada a nivel consumidores conectados a la red de distribución o de transporte, y

✍ Costo de la ENS evitada a nivel puntos de interconexión.

Valor asignado a la falla por la demanda (Costo de la ENS - CENS)

Comprende los costos y/o perjuicios sufridos por la sociedad en su conjunto cuando se interrumpe el abastecimiento de energía eléctrica, *o se percibe la probabilidad* de que éste se interrumpa.

El CENS depende de:

- a) el tipo de usuario,
- b) la oportunidad de la reducción del servicio,
- c) la duración de la interrupción, y
- d) el tiempo de preaviso antes que la reducción comience.

Pueden identificarse dos componentes del CENS: a) los costos directos y b) los indirectos, representando los segundos el costo en que incurre la parte de la comunidad que no está directamente afectada por los cortes.

Los valores del CENS fluctúan en un rango muy amplio, desde unos pocos centavos hasta algunos dólares por kWh no suministrado (0-6 US\$ kWh). La diversidad de teorías aplicadas y de métodos de cálculo dan origen a fuertes divergencias entre valores.

Algunos criterios discriminan costos a lo largo del día, por ejemplo mayores durante las primeras horas de la tarde o noche que durante las horas de la mañana. Existen también criterios que discriminan estacionalidad. En general y con algunas excepciones, mientras mayor sea la duración de la falla, mayor será el costo total.

Cálculo de los Costos de Falla

Desde un punto de vista conceptual, la valorización de las transacciones de calidad esquematizada en el Cuadro Resumen de Transacciones de la Figura 2 requiere el cálculo del CdF, sea visto desde la oferta o desde la demanda. Conocido ese Costo de Falla y su sensibilidad podrá determinarse el costo incremental de falla asociado a la mejora de calidad.

Dicho costo incremental resultará determinado para:

- ? los usuarios conectados a sistemas de distribución o transmisión
- ? los puntos de interconexión

permitiendo establecer los valores a remunerar en correspondencia con las transacciones consideradas.

Para efectuar el cálculo de los Costos de Falla vistos desde la oferta resulta necesario realizar las siguientes determinaciones:

a) Costos de corto plazo, resultantes de

- a.1) reserva rodante
- a.2) reserva de rápida disponibilidad, reserva fría y redespachos

b) Costos de largo plazo, resultantes de

- b.1) reserva de Generación

- b.2) en el transporte
- b.3) reserva instantánea
- b.4) costos de distribución

y a partir de lo anterior será necesario calcular c) el costo incremental de falla en:

- c.1) los usuarios de sistemas de distribución
- c.2) los puntos de interconexión

El detalle de esas determinaciones se realiza a continuación.

a.1) Costo de la Reserva Rodante

Se debe determinar el costo incremental que lleva asociado un aumento cuantitativo en la calidad de servicio, logrado por vía de aumentar la reserva operativa para la regulación primaria de frecuencia (RPF) y regulación secundaria de frecuencia (RSF).

Para ello se deben calcular los sobrecostos de despacho en el sistema para diferentes niveles de RPF y RSF. En el caso de pagos diferenciados de energía y potencia se deben sumar estos últimos si se modifican con el nivel de reserva.

Se debe calcular para cada nivel de RPF y RSF la calidad obtenida, es decir:

- ✍ El volumen de ENS debida a apartamientos instantáneos de la demanda respecto de su valor medio o tendencia.
- ✍ El volumen de ENS debida a la salida intempestiva de grupos generadores o equipamiento de transmisión.

De existir, deberá adicionarse tanto la influencia del Sistema de Control Automático de Generación (AGC) como de la regulación terciaria de frecuencia.

De ambas determinaciones resulta el sobrecosto total incurrido si se aumenta la RPF y RSF y la consecuente reducción de ENS, surgiendo de allí el costo incremental de la ENS evitada.

a.2) Costo de la Reserva de rápida disponibilidad, reserva fría y redespachos

Cualquier decisión de incrementar reserva para otro país implica sobrecostos ya sea:

- ✍ Sobrecostos de potencia cuando el costo de la reserva está regulado, o
- ✍ Sobrecostos por un mayor precio de cierre de las licitaciones de reserva en caso de haberlas

Por otro lado, si se produce un redespacho para asegurar una calidad diferenciada se producen sobrecostos operativos por apartamiento del despacho económico óptimo.

b.1) Costo de la Reserva de generación

Para calcular el costo para el sistema de la calidad disponible y el costo incremental de la mejora de calidad resultante de reserva adicional de generación se debe analizar el costo marginal de largo plazo, con la tasa de descuento que los inversores aplicarían en el país de la oferta.

Se debe además simular el sistema ya sea con las penalizaciones por indisponibilidad vigentes y el costo de la ENS si ese es el tope del sistema o con una simulación de un mercado competitivo tipo precios (commodity) que permita conocer los picos de precio (spikes) del sistema ante escasez de oferta, determinando la calidad alcanzada en cada caso.

De las simulaciones se calculará el sobrecosto en que se incurre por cada incremento de confiabilidad del sistema, resultando en consecuencia el costo incremental de mejora de la calidad.

Si el sistema tiene un pago de capacidad se deberá incorporar esa remuneración en el estudio.

b.2) Costos en el transporte

La ENS asociada a cada modo de falla de transmisión y bloque de demanda para el período considerado se calculará como:

$$ENS_{BLOQUE} = f * r * P_{CORTE} * F_{BLOQUE}$$

Donde:

f: Tasa de falla de cada línea de transmisión [fallas/año]

t: Tiempo medio de reparación [hs/falla]

P_{CORTE}: Potencia interrumpida debida a la salida de la línea [MW]

F_{BLOQUE}: Factor de exposición (tiene en cuenta la duración relativa de cada bloque de demanda respecto del total de horas del período [hs/hs]).

Se analizará el sistema de transporte con los criterios de diseño vigentes y se incluirán las nuevas líneas o instalación de equipamiento que mejoren la calidad del transporte hacia la interconexión con el objeto de calcular el costo incremental de evitar energía no suministrada. El equipamiento se deberá adicionar de forma de poder relevar una curva que permita calcular el equipamiento más efectivo para el sistema.

Esta lista dará una orientación respecto de la prioridad con la que deben realizarse las inversiones, comenzando por aquellas obras cuya relación Costo de Inversión / ENS evitada es más baja.

b.3) Costo del alivio de cargas o reserva instantánea

Comprende los Costos del Alivio de Cargas por subfrecuencia o del Servicio de Reserva Instantánea de existir.

Este costo se encuentra relacionado con el nivel de desconexión automática de generación (DAG) admitido y la relación de tamaño entre la demanda del mercado exportador y la demanda del mercado importador. Debe observarse que en la medida que la relación indicada aumenta resulta menor el costo de este servicio, que eventualmente y como se dijo, puede resultar nulo para la oferta.

El Servicio de Reserva Instantánea tendrá un costo dependiente del marginal de las transacciones de calidad entre Grandes Consumidores o del marginal del Servicio de Reserva Instantánea según si el servicio se encuentra regulado.

b.4) Costo por fallas en el sistema de distribución

La ENS asociada a cada modo de falla de distribución en el período considerado se calculará como:

$$ENS_{PERIODO} = f * r * P_{CORTE}$$

Donde:

f: Numero de fallas por año

t: Tiempo medio de reparación [hs/falla]

P_{CORTE}: Potencia cortada al salir de servicio el elemento considerado [MW]

Para el calculo del costo de la ENS evitada en una red de distribución se deberán analizar los cambios en los procedimientos de mantenimiento, el anillado de las redes de media tensión, la instalación de equipamiento de control, la aislación de cables, la instalación de cables subterráneos, etc., de tal forma de conocer los sobrecostos incurridos y calcular los ahorros en ENS que los mismos provocan.

Surgirá del análisis el costo incremental de una mejora en la calidad.

c.1) Cálculo del CdF desde la oferta para usuarios conectados a la red de distribución o transmisión

A partir del procesamiento de toda la información relativa a los distintos segmentos en que se dividió el análisis (Transmisión, Distribución, Reserva Operativa, Capacidad de Generación), se debe determinar una curva global que relaciona los costos de inversión con los niveles de ENS originados y los costos incrementales de la energía evitada. Para los usuarios conectados a la red de transporte debe evitarse la incorporación de los costos de distribución.

Se obtendrá una curva como la de la Figura 3 que ilustra el proceso por el cual es posible obtener reducciones sucesivas de los niveles de ENS mediante la implementación de inversiones siguiendo un orden de prioridad por eficiencia.

c.2) Cálculo del CdF desde la oferta en el punto de interconexión

En forma análoga a lo comentado en el punto anterior se debe construir la curva que muestra las reducciones sucesivas de los niveles de ENS como consecuencia de la implementación de inversiones en generación y transporte para mejorar la calidad de servicio en el punto de interconexión, siguiendo un orden de prioridad por eficiencia.

Costos de Falla vistos desde la demanda

Se debe analizar la valorización de los usuarios del costo de falla visto desde la demanda por las diferentes metodologías que existen al respecto, como ser las macroeconómicas, las encuestas, las evaluaciones indirectas de disponibilidad al pago, etc., para reconocer si la calidad suministrada coincide con las expectativas de la demanda y en consecuencia disponer de información sobre las posibilidades de realizar determinados intercambios sin afectar los objetivos comunitarios.

Conclusiones

A partir de criterios de evaluación como los desarrollados en el presente trabajo resulta posible establecer otros beneficios resultantes de interconexiones eléctricas internacionales, adicionales a los habituales de precio y cantidad de energía y potencia.

La valorización de estos beneficios resulta de interés para hacer factibles nuevas interconexiones que propendan al desarrollo del Sistema de Transporte Regional.

Resulta necesario que las regulaciones nacionales reconozcan esos beneficios y determinen los responsables de compensarlos económicamente para alcanzar el objetivo buscado.

Figura 1 - Conjunto de Operaciones

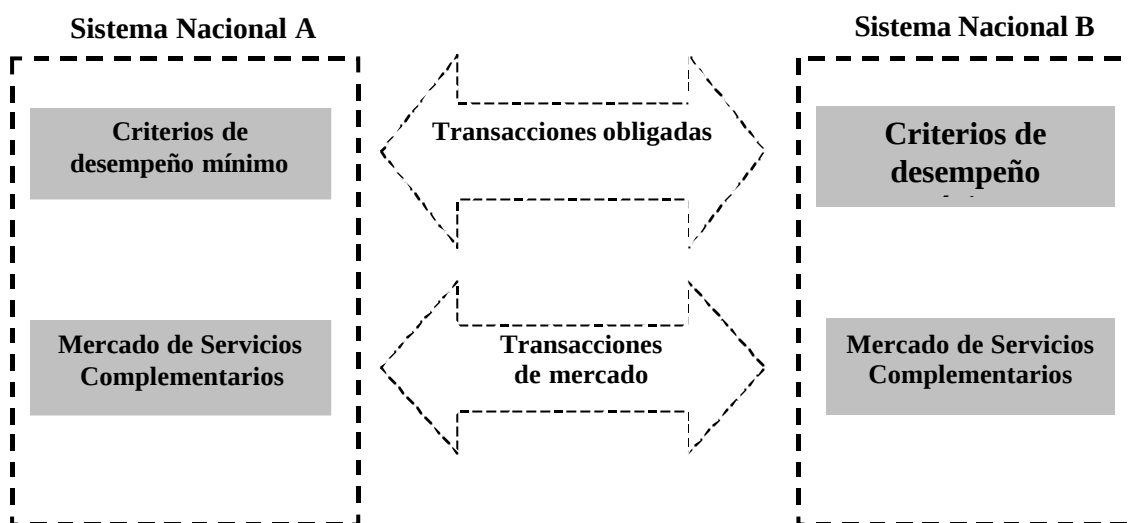


Figura 2 - Cuadro Resumen de Transacciones de Calidad

Transacciones de calidad	Compensación entre 2 sistemas con calidades diferentes		Corto Plazo		Largo Plazo	
Item:	Sistema con mayor calidad	Sistema con menor calidad	Vendedor	Comprador	Vendedor	Comprador
RI (Reserva Instantánea)	Sobrecosto marginal de la demanda o de la oferta de RI	Costo incremental de la ENS evitada por ese concepto	Sobrecosto marginal de la demanda / oferta de RI	Costo incremental de la ENS evitada por ese concepto	Contrato por acuerdo entre partes	Contrato por acuerdo entre partes
RR (Regulación de frecuencia 1ria y 2ria).	Sobrecostos por redespacho e incremento de RR	Costo incremental del redespacho e incremento de RR evitado	Sobrecostos por redespacho e incremento de RR	Costo incremental de redespachos e incremento de RR evitado	Contrato por acuerdo entre partes	Contrato por acuerdo entre partes
RFR (Reservas de rápida disponibilidad, fría y redespacho por confiabilidad)	Sobrecostos por redespacho más costo del incremento de reservas no Rodantes	Costo incremental del redespacho e incremento de reservas no Rodantes evitado	Sobrecosto por redespacho más sobrecosto del incremento de reservas no Rodantes	Costo incremental del redespacho e incremento de reservas no Rodantes evitado	Contrato por acuerdo entre partes	Contrato por acuerdo entre partes
CPI (Calidad en el Punto de Interconexión)	Sobrecosto de la mejora de calidad en el Punto de Interconexión por inversiones en generación y transporte	Costo incremental de la mejora de calidad en el Punto de Interconexión evitado	Sobrecosto de la mejora de calidad en el Punto de Interconexión por decisiones operativas.	Costo incremental de la mejora de calidad en el Punto de Interconexión evitado	Contrato por acuerdo entre partes	Contrato por acuerdo entre partes
DAG (Desconexión automática de generación)					Contrato por acuerdo entre partes	Contrato por acuerdo entre partes

Figura 3 - Reducción del nivel de ENS por inversiones

