
ANEXO I **El sector eléctrico: aspectos regulatorios generales y procedimientos de control**

Capítulo 2: EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE)

A continuación se detallan los principales aspectos del Programa:

Universo de aplicación: todos los usuarios de la distribuidora, excluido el alumbrado público.

- El objetivo de ahorro respecto del año base es 10%.
- Se limita el “ahorro bonificable” a un máximo de 30% del período base y hasta \$ 2000 por factura.
- Las sanciones cobradas a los usuarios que no hayan cumplido con las pautas de ahorro se destinan al pago de las bonificaciones de aquéllos que sí lo hayan hecho, compensándose dentro de cada categoría/subcategoría del universo de aplicación.
- El valor de las sanciones es el cargo variable correspondiente a la categoría tarifaria del usuario.
- El valor unitario de las bonificaciones en cada categoría/subcategoría (\$/kWh) está en función del monto total de sanciones recaudadas (\$) y del total de energía ahorrada en cada una de ellas (kWh).
- El monto excedente recaudado en concepto de cargos adicionales luego del pago de las respectivas bonificaciones es destinado al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La determinación del precio spot en el MEM

En virtud de lo dispuesto por la Resolución SE N° 240/2003 que entró en vigencia a partir de agosto de dicho año, el Organismo Encargado del Despacho (OED) sanciona los precios spot del MEM según lo establecido en el Anexo 5 de “Los Procedimientos”, usando los Costos Variables de Producción (CVP) para la utilización de gas natural declarados (y/o los máximos reconocidos aceptados para cada unidad generadora conforme lo dispuesto en la Resolución SE N° 1/2003). Para ello, debe excluir de la fijación de dichos precios a toda central hidroeléctrica y/o importación spot que se hubieren despachado, salvo que con su inclusión en el cálculo del Precio de Mercado el mismo resulte inferior.

Asimismo, la mencionada resolución establece que, en el caso de las centrales térmicas, las diferencias entre el Valor Reconocido de los CVP para cada máquina térmica y el Precio de Nodo de la máquina en operación, serán incluidas en la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” del Fondo de Estabilización.

Capítulo 3: LA CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DEL TRANSPORTE

Las empresas que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica en Argentina son las siguientes:

Sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión

Instalaciones de tensiones iguales o mayores a 220 kV

Concesionaria	TRANSENER S.A.
Transportistas Independientes	YACYLEC S.A. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL LITORAL S.A (LITSA) ENECOR S.A. TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE DE BUENOS AIRES S.A. (TIBA S.A.) IV LÍNEA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA SA (INTESAR S.A. CHOELE CHOEL-P.MADRYN) INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA SA (INTESAR S.A. C.ELIA-RODRIGUEZ) INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA SA (INTESAR S.A. P.MADRYN-S. CRUZ NORTE) INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA SA (INTESAR S.A. BRACHO-COBOS-M. QUEMADO-S. JUANCITO) INTEGRACIÓN ELÉCTRICA SUR ARGENTINA SA (INTESAR S.A. S. CRUZ NORTE-ESPERANZA)

TRANSPORTADORA CUYANA SA (CUYANA S.A.)
 TRANSPORTADORA DEL NORTE S.A. (A.CAJON - R.DIAMANTE)
 TRANSPORTE MINERA 2 S.A.
 LÍNEAS DEL NORTE S.A. (LINSA)
 LÍNEAS MESOPOTÁMICAS S.A. (LIMSA)
 LÍNEAS DEL COMAHUE CUYO S.A. (LICCSA)
 COMPAÑÍA. AMERICANA TRANSPORTE ELECTRICO ET ESPERANZA (CATE)
 COBRA TI LA RIOJA SUR TRAF0

Transportistas Internacionales TRANSPORTADORA DE ENERGÍA SOCIEDAD ANÓNIMA (TESA)
 COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR S.A. (CTM S.A.)

Sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal

Instalaciones de tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV

Concesionaria	TRANSNOA S.A.
Transportistas independiente	EMPRESA DE ELECTRICIDAD DE SALTA S.A. (EDES) TRANSPORTE LA RIOJA SUR.
Concesionaria	DISTROCUYO S.A. LÍNEAS DEL COMAHUE CUYO S.A. (LICCSA)
Concesionaria	TRANSNEA S.A.
Transportistas independientes	DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORRIENTES (DPEC) ENECOR S.A. ELECTROINGENIERÍA S.A.
Concesionaria	TRANSPA S.A.
Transportistas independientes	EMPRESA DE ENERGÍA DE RÍO NEGRO S.A. (EDERSA) SERVICIOS PÚBLICOS SOCIEDAD DEL ESTADO (SPSE) TRANSACUE S.A. ECLESUR LA ESPERANZA-CALAFATE TRANSPORTE PATAGÓNICA S.A.
Concesionaria	TRANSCO S.A.
Concesionaria	ENTE PROVINCIAL DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN (EPEN)
Concesionaria	TRANSBA S.A.

Prestadoras de la función técnica de transporte

Instalaciones superiores (> 132 kV) o inferiores (< 132 kV) de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) no transportistas (generadores y/o distribuidores) regulados por aplicación de la Res. ex-Sec. de Energía N° 159/1994, SE N° 406/1996, SE N° 91/1997 y SE N° 428/1998.

Esta prestación se divide actualmente en dos clases:

- Firme
- No firme

Ambas prestaciones se diferencian, principalmente, por el servicio que brindan a los usuarios de dicha función técnica de transporte, y establecen regímenes remuneratorios y de calidad diferentes.

El “transporte firme” refiere a demandas donde:

- a) la prioridad en el uso de las instalaciones del Prestador de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) es igual a la que rige para el abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme;
- b) existe la obligación por parte del PAFTT de expandir la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al Usuario de la Función Técnica de Transporte (UFTT), con carácter idéntico a la expansión debida a la atención de sus propios usuarios.

Por otra parte, el “transporte no firme” se brinda en el marco de las siguientes condiciones:

- a) la prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT corresponde al abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme, destinando la capacidad de transporte remanente al servicio que se le presta al UFTT;
- b) no existe obligación por parte del PAFTT de expandir la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT.

Las siguientes distribuidoras brindan actualmente este último tipo de prestación de servicio:

EDENOR S.A.
 EDESUR S.A.
 EDELAP S.A.
 EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA (EPEC)
 EPEN
 EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE SANTA FE (EPE SANTA FE)
 ENERGÍA SAN JUAN S.A.
 EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE SANTIAGO DEL ESTERO (EDESE S.A.)
 EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE MENDOZA S.A. (EDEMSA)
 ADMINISTRACIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE LA PROVINCIA DE LA PAMPA (APELP)
 DIRECCIÓN GENERAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LA PROVINCIA DE CHUBUT (DGSP)
 ENTE EJECUTIVO CENTRAL CASA DE PIEDRA
 EMPRESA DISTRIBUIDORA ENERGÍA SUR (EDES)
 EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE SALTA (EDESA S.A.)

Medición de la calidad del servicio

Transportistas y prestadores de la función técnica de transporte no firme

El nivel de calidad del servicio se mide sobre la base de la *disponibilidad* del equipamiento de transporte, la conexión y transformación, y sobre la capacidad asociada.

El régimen de calidad del servicio contempla las *indisponibilidades* del equipamiento en general. En tal sentido, un equipo se considera indisponible cuando está fuera de servicio, ya sea porque se ha producido una falla en él o en sus equipos asociados, o por actuación de sus protecciones, o como consecuencia de cualquier tipo de operación y maniobra.

A su vez, todo equipamiento que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados será considerado en condición de *indisponibilidad programada*, conforme con los procedimientos establecidos.

Por último, si el equipamiento está fuera de servicio sin una orden de operación impartida por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), ni como consecuencia de una indisponibilidad programada, será considerado en condiciones de *indisponibilidad forzada*.

El régimen de calidad brindada por los concesionarios de los sistemas de transporte, ya sea de energía eléctrica en alta tensión como por distribución troncal, prevé a partir de su segundo período tarifario -determinado en cinco años- un sistema de premios cuyos valores serán proporcionales a los montos de las sanciones. El sistema de premios, que debe ser establecido por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), toma como referencia la calidad brindada por el concesionario durante su primer período tarifario.

Dado que el 17 de julio de 1998 finalizó el primer período tarifario de TRANSENER, el ENRE determinó el esquema de premios que percibirá dicha transportista para su segundo período (Resolución ENRE N° 1319/1998). Asimismo, el Ente dispuso los premios que percibirán las transportistas TRANSNOA, TRANSNEA, TRANSPA Y DISTROCUYO, respectivamente (Resoluciones ENRE Nros. 182/2000, 510/2001, 531/2001 y 692/2001).

El premio es otra señal económica que busca incentivar a la transportista para que mejore su servicio. Como el servicio depende de la disponibilidad de sus equipamientos, a mayor indisponibilidad, mayor sanción. Por ende, los premios pueden ser inferiores, e incluso nulos, y viceversa.

Prestadores de la función técnica de transporte firme

La calidad se evalúa a través del registro de las interrupciones y de los niveles de tensión que brinda el PAFTT al UFTT.

Se entiende por:

MEDIA TENSIÓN:	$1\text{kV} \leq V < 66\text{kV}$
ALTA TENSIÓN:	$66\text{kV} \leq V \leq 132\text{kV}$

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

MEDIA TENSIÓN, líneas aéreas	-10% +10%
MEDIA TENSIÓN, líneas subterráneas	-7% +7%
ALTA TENSIÓN	-7% +7%

Los niveles de interrupciones máximos admitidos para cada gran usuario, según se encuentre conectado a alta o media tensión, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones:

ALTA TENSIÓN	3 interrupciones/semestre
MEDIA TENSIÓN	4 interrupciones/semestre

b) Tiempo máximo de cada interrupción:

ALTA TENSIÓN	2 horas/interrupción
MEDIA TENSIÓN	3 horas/interrupción

No se computan las interrupciones menores o iguales a tres minutos. Si la interrupción es superior a tres minutos, se computa la totalidad de su duración.

Determinación de las sanciones

El valor de las sanciones que se aplican por *indisponibilidad forzada* es proporcional a los montos que se abonan en concepto de conexión y capacidad de transporte del equipo en consideración, y contempla los siguientes aspectos:

- la duración de la indisponibilidad;
- el número de las salidas de servicio forzadas;

c) los sobrecostos que producen sus restricciones en el sistema eléctrico.

A su vez, la sanción que se aplica por *indisponibilidad programada* es igual al 10% de la correspondiente a los supuestos de indisponibilidad forzada.

En general, los contratos de concesión de transporte prevén distintas modalidades para la aplicación de sanciones. Entre ellas, cabe identificar los siguientes grupos:

TRANSENER, TRANSNOA, TRANSCO, EPEN, DISTROCUYO, TRANSPA, TRANSBA

- a) Durante los seis primeros meses no se aplicaron sanciones.
- b) Entre los seis y los 12 meses, las penalidades se redujeron a 1/3 de su valor.
- c) Entre los 12 y los 18 meses, las penalidades se redujeron a 2/3 de su valor.
- d) A partir de los 18 meses, las penalidades se aplican sin reducciones.

TRANSNEA

- a) Durante los seis primeros meses no se aplicaron sanciones.
- b) Entre los 6 y los 12 meses, las penalidades se redujeron a 1/6 de su valor.
- c) Entre los 12 y los 18 meses, las penalidades se redujeron a 1/3 de su valor.
- d) Entre los 18 y los 24 meses, las penalidades se redujeron a 1/2 de su valor.
- e) Entre los 24 y los 30 meses, las penalidades se redujeron a 2/3 de su valor.
- f) Entre los treinta 30 y los 36 meses, las penalidades se redujeron a 5/6 de su valor.
- g) A partir del mes 36, las penalidades se aplican sin reducciones.

PAFTT NO FIRME, EDENOR, EDESUR, EDELAP, EPE SANTA FE, EPEC, ENERGÍA SAN JUAN, EDESE, EDEMSA, EPEN, EDES, DGSP Y ENTE EJECUTIVO CENTRAL CASA DE PIEDRA

No se previeron períodos sancionatorios con reducciones diferenciadas según las responsabilidades del concesionario.

PAFTT FIRME, EN SU MAYORÍA DISTRIBUIDORES QUE PRESTAN SUS INSTALACIONES A GRANDES USUARIOS DEL MEM

En este caso, el valor de las sanciones es proporcional a la cantidad y duración de las interrupciones y a la tarifa de peaje que pagan los usuarios por el servicio de transporte. Dichas sanciones devengan en descuentos a la tarifa de peaje que paga el usuario.

Al igual que los sistemas de transporte, estas sanciones son una señal económica para que el prestador mejore la calidad del servicio que brinda.

Tasa de falla

Tal como se indicó en el Capítulo 3, este indicador informa sobre la calidad de gerenciamiento de cada una de las empresas, según su eficiencia en la operación y mantenimiento de sus respectivos equipamientos.

La tasa de falla se determina en función de la cantidad de salidas forzadas de líneas por cada 100 km y por año.

Transportista de energía eléctrica en alta tensión

En el caso de TRANSENER, el Estado Nacional (concedente) está autorizado a ejecutar las garantías otorgadas por los garantes cuando, en un período de 12 meses corridos, las salidas de servicio por cada 100 km de línea por año superan el valor de 2,50.

Transportistas de energía eléctrica por distribución troncal

En el caso de los transportistas por distribución troncal (TRANSNOA, TRANSNEA, TRANSPA, DISTROCUYO, TRANSBA, EPEN Y TRANSCO), la evolución del índice mencionado tiene dos consecuencias cuando se superan los valores de tasa de falla establecidos en sus respectivos contratos de concesión.

De modo similar a lo que ocurre con la transportista en alta tensión, la primera consecuencia se refiere a la facultad de ejecutar las garantías ofrecidas en los casos de incumplimientos. La segunda derivación es que emite una señal económica de advertencia a las transportistas troncales para que se esfuercen en mejorar la calidad en la operación y el mantenimiento. Esta señal consiste en duplicar las sanciones aplicadas.

Los valores referidos son los siguientes:

Empresas	Valor para duplicar sanciones Sal. x año/100 km	Ejecución de las garantías Sal. x año/100 km
TRANSNOA S.A.	cuatro (4)	siete(7)
TRANSNEA S.A.	cuatro (4)	siete(7)
TRANSCO S.A.	cuatro (4)	siete(7)
DISTROCUYO S.A.	cuatro (4)	siete(7)
TRANSPA S.A.	cuatro (4)	cinco(5)
TRANSBA S.A.	cuatro (4)	siete(7)
EPEN	cuatro (4)	siete (7)

Prestadores adicionales de la función técnica de transporte no firme

En cuanto a los agentes del MEM no transportistas (generadores y/o distribuidores), el índice de la tasa de falla se utiliza con la finalidad de emitir la señal económica para que mejoren la calidad de la operación y mantenimiento. En este caso, las sanciones aplicadas se duplican cuando la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas supera el valor de cuatro salidas por año por cada 100 km.

Prestadores adicionales de la función técnica de transporte firme

Estos prestadores no poseen un índice de calidad que determine mayores sanciones.

Capítulo 4: LAS AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Mecanismos y modalidades para realizar las obras de ampliación

A continuación se detallan los mecanismos y modalidades vigentes para la realización de obras de ampliación de la capacidad de transporte, con una sección relacionada con la operatoria establecida por la Resolución SE N° 1/2003.

Mediante dicha resolución, la Secretaría de Energía (SE) habilitó un procedimiento excepcional para identificar e impulsar ampliaciones que requieren los sistemas de transporte en alta tensión y por distribución troncal. Dicho procedimiento apunta a preservar la calidad y la provisión del servicio, y de ningún modo implica la liberación o la traslación de las obligaciones de las transportistas y los distribuidores.

Asimismo, se agrega un apartado referido a las ampliaciones realizadas bajo el esquema decisorio del Plan Federal de Transporte, así como una descripción de sus principales características.

Los mecanismos vigentes para realizar obras de ampliación del Sistema de Transporte son:

- 1) Ampliaciones por contrato entre partes (Título II)
- 2) Ampliaciones por concurso público (Título III)
- 3) Ampliaciones para mejora adicional de calidad, mejora de seguridad y especiales de capacidad de transporte (Resolución SE N° 208/1998)
- 4) Ampliaciones menores (Título IV)
- 5) Ampliaciones de adecuación y de seguridad de abastecimiento (Resolución SE N° 1/2003)

Ampliaciones por contrato entre partes

Incluye dos regímenes:

- a) Régimen general de ampliaciones de la capacidad de transporte por contrato entre partes
- b) Régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica con recursos del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)

Régimen general de ampliaciones de la capacidad de transporte por contrato entre partes

Uno o más agentes del MEM pueden obtener una ampliación celebrando con un transportista o con un transportista independiente un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (contrato COM).

La transportista debe notificar al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), que da a publicidad y dispone la celebración de una audiencia pública si la solicitud se adecua a las normas que regulan el transporte de energía eléctrica.

Si no hay oposición, el ENRE autoriza el proyecto y emite el correspondiente Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública. En esta instancia se pone especial cuidado en los aspectos vinculados con el impacto ambiental de los proyectos.

Las ampliaciones de la capacidad de transporte realizadas por contrato entre partes se remuneran según el régimen vigente para instalaciones existentes, y no pueden, bajo ningún concepto, transferir costos de amortización a los usuarios.

En caso de que la ampliación se destine al abastecimiento de demandas de energía a través de una línea radial, los solicitantes podrán pedir al ENRE que les otorgue prioridad en el acceso frente a terceros que requieran utilizar dicha ampliación.

Régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica con recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)

Este es un caso particular del régimen general de ampliaciones por contrato entre partes. Para ello se sustituyen algunos artículos del referido régimen, exclusivamente a los efectos de esta aplicación.

Las ampliaciones de los sistemas de transporte que se han de construir con recursos del FEDEI pueden ser solicitadas por la provincia a la que se los haya asignado en los términos del Régimen de Ampliaciones por Contrato entre Partes.

La provincia que requiera una ampliación del Sistema de Transporte puede obtenerla celebrando con una transportista, o con un transportista independiente, un contrato COM. El contrato COM puede suscribirse con contrapartes diferentes para construcción y para operación y mantenimiento.

El acceso a la capacidad existente de instalaciones de transporte financiadas a través de los recursos del FEDEI puede ser requerido por un agente del MEM o por la provincia correspondiente. Compete a la SE calificar si las instalaciones cuyo acceso se solicita deben ser consideradas como de transporte y parte del SADI.

Ampliaciones de la capacidad de transporte por concurso público

Esta modalidad incluye varias alternativas:

- a) Solicitud con oferta de contrato COM o con propuesta de Canon Anual Máximo
- b) Solicitud de ampliación en estaciones de la transportista
- c) Condiciones particulares para la tramitación de ampliaciones del Sistema de Transporte en zonas de demanda
- d) Solicitud de anteproyecto para ampliación

Solicitud con oferta de contrato COM o con propuesta de Canon Anual Máximo

Un agente o grupo de agentes del MEM puede solicitar autorización para realizar una ampliación por concurso público a la transportista que sea titular de la concesión del Sistema de Transporte al cual se vincule dicha ampliación. Para ello, debe contar necesariamente con una oferta de contrato COM (o Canon Anual Máximo con los requisitos correspondientes), de una transportista o de un interesado en convertirse en transportista independiente, por un Canon Anual constante, propuesto para un período de amortización de hasta 15 años, y con una evaluación que le permita acreditar que su participación en los beneficios de la ampliación es igual o mayor al 30% de los que la ampliación produce en su área de influencia.

En determinados casos se podrá solicitar al ENRE la autorización para asignar a la ampliación fondos de la Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte del referido corredor (sin superar el 70% de la obra).

La transportista debe cumplir con los requisitos determinados en Los Procedimientos para pedir al ENRE el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.

El ENRE solamente dará curso a la solicitud que demuestre que la participación del solicitante en los beneficios que la ampliación produce en su área de influencia es igual o mayor al 30%.

Asimismo, el Ente dará a publicidad la solicitud de ampliación y la proporción con la que los beneficiarios participan en el pago del canon y dispondrá la celebración de una audiencia pública.

Si hubiera una oposición por parte de uno o más beneficiarios que participen en un 30% o más de los beneficios de la ampliación, el ENRE deberá rechazar la solicitud. Si no hay oposición, el ENRE aprueba la solicitud y otorga el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la ampliación.

Una vez obtenida la autorización del ENRE, el solicitante debe realizar una licitación pública cuyo objeto sea la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación.

Solicitud de ampliación en estaciones de la transportista

Tiene como objeto identificar oportunamente la necesidad de hacer expansiones o adecuaciones en estaciones transformadoras y otorgar al transportista, para estos casos, la potestad de iniciar una ampliación por concurso público.

Se trata de expansiones o adecuaciones a estaciones transformadoras existentes, propiedad de la transportista o del transportista independiente, que sean independientes de cualquier otra ampliación de mayor magnitud y que sean solicitadas por la transportista o transportista independiente.

El ENRE dará curso a la solicitud si considera que los estudios presentados justifican la prosecución de la iniciativa y acepta los costos de operación y mantenimiento presupuestados.

El Ente debe, asimismo, notificar la iniciativa a los beneficiarios e informarles si la transportista manifestó su intención de

participar en la licitación para ingeniería y montaje (puede hacerlo con su aprobación), y convocar a audiencia pública.

Cumplidos los pasos indicados, el ENRE autoriza a la transportista o al comitente designado a llamar a licitación pública con la documentación aprobada.

Condiciones particulares para la tramitación de ampliaciones del Sistema de Transporte en zonas de demanda

Contiene pautas complementarias para el tratamiento y gestión por el ENRE de ampliaciones que se refieran a zonas de demanda.

Se define como ampliación en zona de demanda a aquella cuyos beneficios, determinados por el método del área de influencia, correspondan a agentes reconocidos como distribuidores y grandes usuarios en más de un 70%.

La solicitud podrá ser presentada por cualquier entidad pública o privada que demuestre tener intereses legítimos en que exista la ampliación, y cuando el ENRE determine que:

- a) la ampliación se encuentra prevista en la Guía de Referencia correspondiente;
- b) puede demostrarse que, en un año hidrológico con 70% de probabilidad de excedencia y en condiciones normales, se podrían alcanzar condiciones de desabastecimiento;
- c) del total de los beneficios atribuidos a la demanda, más de un 50% corresponden a los distribuidores.

Cuando se trate de una solicitud de ampliación en zona de demanda y se satisfagan las tres condiciones indicadas, el ENRE dará curso a la solicitud prescindiendo de considerar la participación que el o los solicitantes pudieran tener en los beneficios que dicha ampliación produce en su área de influencia.

Solicitud de anteproyecto para ampliación

Tiene por objeto reducir los plazos requeridos por las ampliaciones importantes para la concreción del estudio de factibilidad, la elaboración del anteproyecto y el cumplimiento de los requisitos reglamentarios.

Define un procedimiento que permite independizar el avance de las tareas preparatorias y su evaluación por los beneficiarios, del proceso decisorio sobre la ejecución misma de la obra.

Este procedimiento es aplicable a las ampliaciones “no menores” incluidas en las Guías de Referencia, que se han de realizar por concurso público, y permite la ejecución de los estudios necesarios, con cargo a los beneficiarios de la ampliación.

El ENRE habilita al agente o grupo de agentes interesados (potenciales beneficiarios) a concursar por licitación pública la realización del anteproyecto.

Ampliaciones para mejora adicional de calidad, mejora de seguridad y especiales de capacidad de transporte

Comprende las ampliaciones para:

- a) mejora adicional de calidad;
- b) mejora de seguridad;
- c) especiales de capacidad de transporte.

Los siguientes procedimientos se aplican para la gestión de estas ampliaciones:

- 1) el procedimiento de concurso público (incluso para aquellas ampliaciones en estaciones de la transportista);
- 2) el procedimiento de ampliación menor.

Las ampliaciones no menores pueden ser iniciadas por los beneficiarios, la SE y por la transportista (para ampliaciones en estaciones de la transportista).

La mejora de la calidad o seguridad no puede ser captada para incrementar la capacidad de transporte.

Ampliaciones para mejora adicional de calidad

Son ampliaciones de la red de transporte en áreas de influencia correspondientes a generación, requeridas para disminuir el nivel de cortes a la demanda resultante de fallas, tanto típicas como atípicas, de alta probabilidad de ocurrencia.

Las transportistas pueden identificar técnicamente las obras necesarias para mejorar la calidad en el sistema, las que deben ser analizadas y evaluadas por el OED y consideradas por el ENRE.

El ENRE evalúa su procedencia técnica, previo informe del OED, y su conveniencia. Sólo las podrá autorizar si se demuestra su conveniencia económica y su instalación en áreas de influencia asignadas a la generación.

Los costos para los distribuidores concesionados por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) no pueden ser incluidos en los cargos estacionales de transporte, por estar incorporados en los cuadros tarifarios vigentes; en las otras concesiones, lo debe definir el poder concedente local.

El OED incluye en su programación, bajo los cargos no estacionales de transporte, los costos de estas ampliaciones que correspondan a los distribuidores beneficiarios de dichas obras.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento estarán a cargo de los beneficiarios del área de influencia, definidos como aquellos usuarios que ven reducidos sus cortes de demanda como consecuencia de la ampliación.

Ampliaciones para mejora de seguridad

Son ampliaciones que permiten reducir el riesgo o los efectos de colapso total o parcial del sistema, originado en fallas severas atípicas de baja probabilidad de ocurrencia. Deben contar con opinión favorable del OED.

Las obras por considerar son las siguientes: instalaciones de arranque en negro en la generación existente y sistema de formación de islas. La SE podrá incorporar otras, con opinión favorable del ENRE y del OED.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento se incluirán en los costos asociados a la potencia del área involucrada.

Ampliaciones especiales de capacidad de transporte

Son ampliaciones requeridas para incrementar la capacidad de transporte que no pueden asociarse a una determinada línea o estación transformadora.

A continuación se detallan los responsables de la definición, adquisición, montaje, puesta en servicio y operación, y mantenimiento de estas ampliaciones

- | | |
|---|----------------|
| • Desconexión automática de generación | Transportistas |
| • Conexión/desconexión automática de compensación | Transportistas |
| • Estabilizadores de potencia | Generadores |
| • Desconexión automática de cargas para | |

<ul style="list-style-type: none"> • incrementar capacidad de transporte • Resistores de frenado • Equipos de supervisión de oscilaciones • Equipamientos de potencia reactiva para compensación de sistemas transporte • Reemplazo equipamientos y/o protecciones por superación potencia cortocircuito 	<p>Transportistas y Distribuidores Generadores Transener</p> <p>Transportistas y Propietarios</p> <p>Transportistas y Propietarios</p>
---	--

Los costos deben ser soportados por:

<ul style="list-style-type: none"> • Desconexión automática de generación y conexión/desconexión automática de compensación • Estabilizadores de potencia y resistores de frenado • Desconexión automática de cargas para transportistas e incrementar capacidad transporte • Equipos de supervisión de oscilaciones • Equipamientos de potencia reactiva para compensación de sistemas de transporte • Reemplazo de equipamientos y/o protecciones asociadas por superación de la potencia de cortocircuito 	<p>Participación en los Cargos de Capacidad del Corredor</p> <p>Participación en los Cargos de Capacidad del SADI</p> <p>Área Exportadora: Generadores Área Importadora: Demanda Cta. Apartamentos. AT</p> <p>Participación en los Cargos de Capacidad de líneas Líneas Participación. Carga Capacidad de la línea Conexiones Participación. Carga conexión</p>
--	---

Ampliaciones menores

Se considera ampliación menor a aquella que, por su magnitud, no precisa que el ENRE emita un certificado que acredite su conveniencia y necesidad pública.

Hasta el dictado de la Resolución ENRE N° 467/2009, dicho monto era de \$ 2 millones para Transener S.A. y de \$ 1 millón para las distros (con excepción de Transba, en el que era igual a \$ 1,5 millones).

A partir de la citada Resolución se define como Ampliación Menor a aquella que alcance un valor menor o igual a 59 puntos al realizarse la evaluación matricial que define, en la cual se debe considerar: i) la potencialidad de intereses involucrados, respecto del carácter en que participan los usuarios del sistema de transporte en los términos de Los Procedimientos; ii) la potencialidad de intereses que, con independencia de ser beneficiarios en los términos de Los Procedimientos, vean afectados sus derechos subjetivos o intereses legítimos; iii) la potencialidad de afectación de intereses en cuanto a aspectos funcionales de la obra respecto del sistema, y iv) el Impacto ambiental.

De este modo, la Resolución ENRE N° 467/2009 establece para las ampliaciones menores, que los concesionarios del servicio público de transporte o transportistas independientes vinculados a éstos, a través de una licencia técnica, sujetos a jurisdicción nacional, no podrán comenzar la construcción extensión o ampliación de instalaciones eléctricas, cuando la suma de todos los aspectos evaluados resulte en un puntaje menor o igual a 59 puntos conforme a la metodología aprobada, sin la correspondiente autorización otorgada por el Ente.

Ampliaciones de adecuación y de seguridad de abastecimiento (Resolución SE N° 1/2003)

Mediante la Resolución SE N° 1/2003 (Anexo V. Ampliaciones para la Adecuación de los Sistemas de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal), se habilitó un procedimiento excepcional para identificar e impulsar la realización de inversiones en el sector eléctrico. De este modo, se promovió de una manera activa las ampliaciones que requieren los sistemas de transporte en alta tensión y por distribución troncal, a fin de preservar la calidad y la provisión del servicio. Sin embargo, esto no implicó la liberación ni la traslación de las obligaciones de los transportistas y los distribuidores, quedando su evaluación a cargo del ENRE.

Las obras se previeron para la adecuación y seguridad de abastecimiento, buscando ajustar, las primeras, las instalaciones a los criterios y normas del “Reglamento de Diseño y Calidad” de los sistemas de transporte. Con estas obras se espera obtener los siguientes beneficios:

- a) Mejorar la calidad del producto entregado a los usuarios, operando con niveles de tensión uniformes y dentro de una banda más estrecha, haciendo más estables las condiciones de alta transmisión.
- b) Disminuir las posibilidades de fallas que pueden afectar a los usuarios con cortes parciales de suministro eléctrico en todo el SADI, operando con mayor seguridad algunas estaciones transformadoras de la red de alta tensión.
- c) Disminuir las maniobras de desconexión y conexión de líneas que se deben realizar diariamente en las horas de la madrugada, cuando el sistema de transmisión transfiere bajos niveles de energía eléctrica.
- d) Mejorar las condiciones de transmisión y disminuir los niveles de Desconexión de Generación (DAG) ante contingencias. Como consecuencia, también se reducirán los niveles de corte de demanda, otorgando mayor calidad de suministro.
- e) Evitar el apagón total de algunas zonas ante fallas en equipos pertenecientes a estas redes (pcia. de San Juan y parte de la pcia. de Mendoza).

Por su parte, las obras de seguridad de abastecimiento tienen la finalidad de minimizar las posibilidades de desabastecimiento prolongado en zonas específicas de modo de evitar, ante fallas eléctricas importantes, largos períodos (de varios días) de falta de servicio.

Las características técnicas que presentan las obras, su realización en el ámbito de estaciones transformadoras existentes en servicio, y el debido resguardo de las obligaciones y responsabilidades de las transportistas sobre instalaciones que están operando y manteniendo, motivaron que el proyecto, la adquisición de equipamiento, el montaje, la puesta en servicio y las modificaciones de instalaciones existentes fueran encomendadas a las propias empresas transportistas titulares de las concesiones en las regiones eléctricas donde se ejecutan las referidas obras.

A fin de obtener el precio más conveniente por las provisiones necesarias para las ampliaciones previstas, la SE ordenó a las concesionarias transportistas realizar una licitación pública internacional por los equipos mayores, bajo el seguimiento de la Comisión Resolución SE N° 1/2003.

Para la gestión de las ampliaciones pertenecientes a esta categoría, se aplica el procedimiento establecido en el Subanexo III. Ampliaciones para Mejora de la Seguridad del Anexo 34 de “Los Procedimientos”, bajo las condiciones definidas en su Apéndice “C”, con la excepción de la distribución de los cargos de inversión, operación y mantenimiento, que se realizan de la siguiente manera:

- Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las obras de adecuación son abonados por todos los agentes demandantes, incluida la demanda de exportación, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia.
- Los costos de inversión, operación y mantenimiento de las obras para satisfacer requerimientos mínimos de seguridad del MEM son abonados por: a) 70% los agentes demandantes, en proporción a su participación en el pago de los cargos por Servicios Asociados a la Potencia; y b) 30% los agentes demandantes definidos como beneficiarios de las obras.

En todos los casos, las sanciones que eventualmente se apliquen, conforme al régimen de calidad de servicio y sanciones establecido por el ENRE para estas ampliaciones, serán reintegradas a los agentes usuarios a través de un crédito sobre las remuneraciones correspondientes.

Ampliaciones del Plan Federal de Transporte en 500 kV

Por Resoluciones SE Nros. 657/1999, 174/2000 y sus complementarias, se constituyó el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico

Federal (FFTEF) y se establecieron las condiciones y mecanismos para la ejecución de un plan de ampliaciones en 500 kV. Como condiciones de elegibilidad, se determinaron las obras con beneficio para el sistema eléctrico por mejoras en calidad y/o seguridad y/o menores costos de despacho, aquéllas no previsibles realizadas exclusivamente por privados o por razones de escala, o las que impliquen adelanto de inversiones para una expansión de carácter federal.

En tales condiciones de elegibilidad, y en concordancia con los fondos previstos del FFTEF, se identificaron e impulsaron un conjunto de obras, cuya concreción implica la unificación del sistema y del mercado eléctrico nacional y, también, el cierre en anillo de 500 kV de las principales regiones eléctricas del país. Las ampliaciones del plan comprenden: Interconexión MEM - Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) entre Choele Choel y Puerto Madryn (ejecutada); Interconexión Gran Mendoza - San Juan (ejecutada); Interconexión Puerto Madryn - Pico Truncado (ejecutada); Interconexión Recreo - La Rioja; Interconexión Santa María - Rodríguez, Subtramo Norte y Sur (ejecutada); Interconexión Comahue - Cuyo; Interconexión NOA - NEA; e Interconexión Pico Truncado - Río Gallegos.

La administración del FFTEF y agente impulsor del Plan Federal de Transporte en 500 kV corresponde al Comité de Administración (CAF), presidido por el Secretario de Energía e integrado por representantes del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. El mecanismo impulsor de estas ampliaciones ha comprendido la convocatoria abierta a la participación de interesados del sector privado y público, con una asignación particularizada de aportes del FFTEF y otros recursos del sector público nacional o provincial, según los casos. Asimismo, se ha utilizado la figura de la asignación de los derechos de congestión de las líneas por construirse, a favor de los participantes de la ampliación.

Criterios para la cuantificación de obras de ampliación de la capacidad de transporte

El relevamiento que realiza anualmente el Área de Análisis Regulatorio y Estudios Especiales (AAREE) incluye las obras de ampliación realizadas en el marco del punto 2 del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica del Anexo 16. Comprende las obras habilitadas y en operación. Se excluyeron las obras de ampliación que fueron iniciadas por las predecesoras estatales de las actuales concesionarias y que fueron luego incorporadas en sus contratos de concesión, u otras que no se realizaron en el marco del punto 2 del reglamento mencionado.

Asimismo, dado que la ejecución de los gastos de una ampliación se extiende a lo largo de un período que se estima entre 24 y 30 meses, los montos de cada año han sido distribuidos mediante la aplicación de la siguiente fórmula: $\text{valor anual} = (t-2 * 0,20) + (t-1 * 0,60) + (t0 * 0,20)$.

Por último, es importante destacar que debido al incremento en el nivel general de precios que siguió a la devaluación de principios de 2002, se hizo necesario expresar la serie en valores constantes. Para ello se ha utilizado como deflactor el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), y los valores fueron expresados en pesos de 2001, por ser el año previo a la devaluación.

Capítulo 5: LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Determinación y actualización de las tarifas del servicio de distribución

Los contratos de concesión de las distribuidoras que están bajo jurisdicción del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) contienen las siguientes disposiciones en materia de tarifas:

- La fijación de tarifas máximas para cada período tarifario, conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que incluye los costos asociados de transporte y b) otro representativo del costo propio de distribución (CPD) o valor agregado de distribución (VAD), constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes, a los que se adicionan los gastos de comercialización.

- La fijación de períodos tarifarios (el primero de diez años y los siguientes de cinco). Durante estos períodos, las tarifas se ajustan únicamente conforme con las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM, incluidos los costos asociados de transporte.
- Las concesionarias del servicio público tienen la obligación de abastecer toda la demanda de su área de concesión y se establece un régimen de control de la calidad y sanciones.

Por otra parte, las categorías tarifarias adoptadas -según los tipos de consumo- son las siguientes:

- T1 Pequeñas demandas, con demandas de potencia menores a 10 kW. (Categorías: Residencial, General y Alumbrado Público).
- T2 Medianas demandas, con demandas de potencia entre 10 kW y menos de 50 kW.
- T3 Grandes demandas, con demandas de potencia de 50 kW o mayores. (Suministro en baja, media y alta tensión).

El siguiente cuadro describe las características de cada categoría y subcategorías tarifarias.

Categoría Tarifaria	Características
T1 (TARIFA 1)	Pequeñas demandas. Demanda máxima inferior a 10 KW
T1-R	Uso residencial
T1-R1	Consumo bimestral inferior o igual a 300 KWh
T1-R2	Consumo bimestral superior a 300 KWh
T1-G	Usuarios de pequeñas demandas no encuadrados en T1-R o T1-AP (generalmente comercial o pequeños talleres)
T1-G1	Consumo bimestral inferior o igual a 1600 KWh
T1-G2	Consumo bimestral superior a 1600 Kwh e inferior o igual a 4000 KWh
T1-G3	Consumo bimestral mayor a 4000 KWh
T1-AP	Alumbrado público
T2 (TARIFA 2)	Demanda mediana. Demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos igual o superior a 10 KW e inferior a 50 KW. El usuario y la distribuidora pactan la capacidad de suministro
T3 (TARIFA 3)	Grandes demandas. Demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos desde 50 KW
T3-BT	Suministros en tensiones de hasta 1 KV
T3-MT	Suministros en tensiones desde 1 KV hasta 66 KV
T3-AT	Suministros en tensiones igual o superior a 66 KV

Para las pequeñas demandas, se estableció un cargo fijo bimestral y uno variable. A su vez, las medianas demandas pagan un cargo mensual por capacidad de suministro contratada y un cargo variable, ambos por tramo horario único. Por último, las grandes demandas tienen un cargo por capacidad de suministro contratada, discriminado en horas de punta y fuera de punta, y un cargo por energía que discrimina las horas de punta, resto y valle.

Categoría Tarifaria	Cargo facturado
T1-R y T1-G	CF :cargo fijo exista o no consumo de energía
	CV: cargo variable por energía consumida sin discriminación horaria
T1-AP	CV: cargo variable por energía consumida sin discriminación horaria
T2	CP: cargo por potencia contratada haya o no consumo de energía
	CE: cargo variable por la energía consumida sin discriminación horaria
T3 (BT, MT y AT)	CPP: cargo por potencia contratada en horas de punta
	CPF: cargo por potencia contratada en horas fuera de punta
	CEP: cargo variable por energía consumida en horas de punta
	CER: cargo variable por energía consumida en horas de resto
	CEV: cargo variable por energía consumida en horas de valle

***Pass-through* y Valor Agregado de Distribución (VAD)**

La ecuación tarifaria de las empresas concesionarias del servicio de distribución se compone de dos términos: el primero refleja sus costos exógenos, es decir, los precios a los que compran energía y potencia en el MEM, y los costos asociados de transporte; y el segundo refleja sus propios costos o VAD.

El primer componente está en función de los precios estacionales que establece la SEI, y mediante el mecanismo del *pass-through*, los distribuidores “pasan” a la tarifa de los usuarios finales estrictamente los valores ajustados en función del costo de comprar energía y potencia en el mercado mayorista, sin incluir ningún margen de ganancia.

Por otra parte, el VAD refleja el costo marginal de la prestación del servicio, e incluye los costos de desarrollo e inversión en las redes, de operación, mantenimiento y de comercialización, así como también las depreciaciones y una rentabilidad justa y razonable sobre el capital invertido.

Si bien los contratos de concesión contemplaban que el VAD se actualizara en forma semestral, de acuerdo con un índice combinado de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública en materia Social, Económica, Administrativa, Financiera y Cambiaria de 2002 dejó sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación de tarifas; y la Resolución N° 38 del 9 de abril de 2002 del Ministerio de Economía dispuso que los organismos reguladores debían interrumpir los procesos de revisión tarifaria o cualquier otro mecanismo de fijación de precios y tarifas.

En las renegociaciones contractuales, llevadas a cabo de acuerdo con lo establecido por la Ley N° 25.561 y sus normas modificatorias y complementarias, el Poder Concedente y las concesionarias acordaron nuevas condiciones de actualización sobre la base de la evolución de índices difundidos por el INDEC y el Banco Central de la República Argentina (BCRA).

Capítulo 6: EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

El ENRE controla la calidad del servicio suministrado por las empresas concesionadas por el Poder Ejecutivo Nacional en los siguientes aspectos:

1 Para más información sobre el tema, pueden consultarse los Informes del ENRE correspondientes a los años anteriores.

- **calidad del servicio técnico** (frecuencia y duración de las interrupciones);
- **calidad del producto técnico** (nivel de tensión y perturbaciones);
- **calidad del servicio comercial** (tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de la facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago).

El Subanexo 4 de los respectivos contratos de concesión prevé tres etapas consecutivas de control. A continuación se detallan las etapas que corresponden a las empresas Edenor, Edesur y Edelap.

- **Etapla preliminar:** de un año de duración, contado a partir de la fecha de toma de posesión: del 1º de septiembre de 1992 (en el caso de Edenor y Edesur) o del 22 de diciembre de 1992 (para Edelap) al 31 de agosto de 1993. Durante esta etapa se efectuó la revisión e implementación de las metodologías de control. No se previeron ni se aplicaron penalizaciones, por lo cual éste fue un período destinado a invertir en la adecuación de las instalaciones, a fin de adaptarlas a las exigencias de calidad de servicio previstas en la etapa siguiente.
- **Etapla 1:** de tres años de duración (1º de septiembre de 1993 - 31 de agosto de 1996). Se establecieron controles a la calidad del servicio técnico, en función de indicadores de frecuencias y tiempo total de las interrupciones; y a la calidad del producto técnico, sólo respecto de los apartamientos del nivel de tensión. En esta etapa, el ENRE aplicó sanciones en los casos que registraron apartamientos de los límites establecidos.
- **Etapla 2:** se inició el 1º de septiembre de 1996, con la realización de controles a nivel de usuario, tanto en lo que se refiere a la calidad del servicio técnico como a la calidad del producto técnico, contemplándose para este aspecto el control del nivel de tensión y de las perturbaciones. Al igual que en la Etapa 1, el ENRE aplicó sanciones en los casos que registraron apartamientos de los límites establecidos, salvo en aquéllos originados por causas de fuerza mayor.

En virtud de lo establecido por el Decreto PEN N° 1853/2011, publicado en el Boletín Oficial N° 32.278 del 16 de noviembre de 2011, que ratificó el Acta Acuerdo oportunamente suscripta entre el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y Edelap, se ha transferido a la citada provincia la jurisdicción sobre el servicio de distribución de energía eléctrica que presta en su territorio la referida empresa distribuidora.

Por tal motivo, no se han incluido aquellos aspectos generales vinculados a Edelap, a partir del presente informe.

Metodología y objetivos de la Etapa 2

Al igual que en la Etapa 1, pero con nuevos criterios y mayores exigencias, se controló la calidad del servicio técnico, del producto técnico y del servicio comercial.

El marco regulatorio argentino, específicamente en el Subanexo 4 de los contratos de concesión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, determina los indicadores de calidad. A partir de la denominada Etapa 2, los indicadores exigen que el control se realice a nivel de suministro, tanto de las interrupciones como de los niveles de tensión y las perturbaciones. De esta manera, los apartamientos de los límites determinados derivan en sanciones que el ENRE aplica a las distribuidoras, que son acreditadas a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio por medio de bonificaciones en sus facturas.

Calidad del servicio técnico

Procedimiento

El Ente definió el procedimiento para el control de las interrupciones y los criterios de diseño e implementación de los sistemas de registro a través del dictado de la Resolución ENRE N° 527/1996 que establece la "Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico".

Los indicadores se determinan a nivel de cada suministro, mediante bases de datos que instrumentan las distribuidoras con información de las contingencias, relacionadas con la topología de las redes y con información comercial de los usuarios.

En el cómputo de los indicadores, se consideran todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo aquellas que el ENRE identifica como originadas en causas de fuerza mayor.

Finalizado el semestre de control, el Ente debe dictar la resolución que determina los casos excluidos por motivos de fuerza mayor presentados por las concesionarias, y las instruye para que presenten los resultados de los cálculos efectuados.

Cuando exceden los límites, las distribuidoras reconocen al usuario afectado un crédito proporcional a la energía no suministrada, calculado según los criterios indicados en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

Las bonificaciones correspondientes deben ser acreditadas en la primera facturación que la distribuidora emita a los usuarios afectados, en un plazo de veinte días hábiles contados desde la notificación del acto.

El ENRE controla el procedimiento de determinación de los indicadores de la calidad del servicio técnico y las sanciones eventualmente derivadas. Para ello, el Ente cuenta con 600 registradores de eventos (interrupciones), que se encuentran instalados a nivel de suministros y permiten verificar las interrupciones en las redes de las tres concesionarias bajo su jurisdicción.

Indicadores de calidad del servicio técnico y límites admisibles

Los valores máximos admitidos para esta etapa son los siguientes:

Frecuencia de interrupciones (interrupción/semestre)	
Usuarios en AT	3
Usuarios en MT	4
Usuarios en BT (grandes demandas)	6
Usuarios en BT (pequeños y medianas demandas)	6
Tiempo máximo de interrupción (horas/interrupción)	
Usuarios en AT	2
Usuarios en MT	3
Usuarios en BT (grandes demandas)	6
Usuarios en BT (pequeños y medianas demandas)	10

Se computan las interrupciones mayores a tres minutos de duración, salvo aquellas que el ENRE acepta como originadas en causas de fuerza mayor.

Determinación de sanciones

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes mayores a tres minutos que los estipulados y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones, proporcional a la energía no recibida en el referido semestre (salvo los casos por fuerza mayor).

La cantidad de energía no suministrada (no recibida por el usuario) surge de la siguiente expresión:

$$\text{ENS (kWh)} = \text{SUMi (EA/525600 * Ki)}$$

donde:

SUMI: sumatoria de los minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites establecidos.

EA: total de energía facturada al usuario en los últimos 12 meses.

Ki: factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria, cuyos valores se consignan en el Contrato de Concesión respectivo.

Finalmente la energía no suministrada así calculada, es valorizada según la categoría tarifaria de cada usuario, de acuerdo con los siguientes valores unitarios²:

Tarifas 1 - R, 1 - G y 1 - AP	1,40 \$/kWh
Tarifas 2 y 3 - BT	2,27 \$/kWh
Tarifas 3 - MT y 3 - AT	2,71 \$/kWh

Una vez efectuadas las bonificaciones, el Ente verifica que las sanciones sean correctas, conforme los procedimientos que rigen su aplicación.

Tal como se mencionó, el ENRE sanciona tanto los apartamientos observados respecto de los indicadores como los incumplimientos detectados en la información que proporcionan las distribuidoras. En este punto el Ente estableció la forma en que se determinan las bonificaciones cuando se supera el límite del indicador de tiempo máximo de interrupción.

Cabe señalar que para determinar la energía no suministrada se deben considerar todas las interrupciones mayores a tres minutos, una vez excedido cualquier límite fijado como máximo. Basta que se supere uno de estos límites para que todas las interrupciones ocurridas a posteriori deban tenerse en cuenta. Esto incluye el excedente de tiempo respecto de aquella interrupción que haya superado el límite máximo de tiempo establecido.

Calidad del producto técnico

Procedimientos

El procedimiento detallado para el control de la calidad del producto técnico está definido en la Resolución ENRE N° 184/2000, que establece la "Base Metodológica para el Control del Producto Técnico", y se complementa con las Resoluciones ENRE N° 99/1997 ("Control de emisiones de perturbaciones"), N° 185/2011 y N° 336/2011 ("Campaña de reclamos de tensión"), N° 2/1998 ("Modelo de datos para intercambio de información") y N° 63/2002 ("Procedimiento para determinar los usuarios afectados no medidos").

Los niveles de tensión se determinan en los puntos de suministro mediante campañas de medición que permiten adquirir información sobre los niveles de la tensión y las curvas de carga. Se realizan dos tipos de mediciones en las tres empresas distribuidoras: "*Puntos Seleccionados*" (PS), para obtener información estadística sobre la calidad del nivel de la tensión; y "*Reclamos*" (PR), para atender los reclamos puntuales de los usuarios.

Para precisar el nivel de las perturbaciones en la tensión, se lleva a cabo una campaña de medición, denominada "*Perturbaciones*", cuyos equipos se colocan en el inicio de la red de baja tensión perteneciente a los centros de transformación de media a baja tensión (MT/BT). Estos centros se seleccionan mediante una precampaña realizada sobre la base de las mediciones de las campañas de calidad de tensión (PS). En casos especiales se aconseja realizar mediciones en usuarios finales. Los parámetros controlados son el contenido armónico en la tensión y el *flicker* (fluctuaciones rápidas de la tensión). Los niveles de emisión de perturbaciones del tipo armónicas o flicker se controlan a partir de la información proporcionada por la campaña "*Perturbaciones*".

² Por disposición de la Ley N° 25.561, estos valores están pesificados.

Nivel de tensión

La campaña PS prevé la realización de 300 mediciones mensuales para Edenor y Edesur respectivamente, con una duración de la medición no inferior a siete días corridos.

Las distribuidoras quedan sujetas a la aplicación de sanciones cuando se verifica el incumplimiento de los límites establecidos, según el tipo de red que alimenta al suministro.

En caso de que se observen incumplimientos, y mientras las distribuidoras no prueben que efectivamente revirtieron las malas condiciones de calidad detectadas, la sanción se mantendrá en el mismo valor diario que el monto determinado en el período semanal de la medición.

Además, se adoptó una metodología que –por una aproximación a las reglas de la electrotecnia– determina qué usuarios vecinos al usuario medido también reciben un servicio con tensión deficiente. De esta manera, es posible detectar a los usuarios afectados “aguas abajo/arriba” de los puntos donde se identificaron apartamientos en los niveles de tensión registrados (según corresponda a situaciones de subtensión o sobretensión, respectivamente).

Dicho procedimiento fue desarrollado con la finalidad de asegurar, por un lado, el cumplimiento de lo establecido en el Subanexo 4 de los contratos de concesión y, por otro, de enviar las señales económicas adecuadas que garanticen el cumplimiento de lo previsto en el esquema regulatorio adoptado en nuestro país. En este sentido, las sanciones deben orientar las inversiones de las distribuidoras para solucionar los inconvenientes que se detecten en la calidad del producto técnico suministrado.

Las sanciones resultantes se acreditan en forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Con este concepto, se concibió una variante del método “aguas abajo/arriba” para identificar a los usuarios afectados. Denominado “método del círculo”, se aplicó a partir de los resultados de la campaña de PS del 5º semestre. A través del uso de las coordenadas georeferenciadas, esta variante permite identificar los usuarios afectados en forma cada vez más precisa y sistemática.

Los procedimientos desarrollados figuran en la metodología denominada “Procedimiento para la determinación y acreditación de las bonificaciones correspondientes a los usuarios afectados por deficiencias en el nivel de la tensión”, aprobado mediante la Resolución ENRE N° 63/2002.

Reclamos de tensión

La experiencia obtenida desde el dictado de la Resolución ENRE N° 172/1996 demostró la necesidad de adecuar la citada base metodológica a fin de lograr una mayor celeridad, precisión y efectividad en la solución de los reclamos formulados por los usuarios ante el ENRE por la calidad del producto técnico.

En este sentido, el ENRE dictó la Resolución ENRE N° 185/2011, parcialmente modificada por la Resolución ENRE N° 336/2011. Las modificaciones introducidas en la nueva metodología posibilitan una mayor inmediatez entre el momento en que se detecta la mala calidad y su reconocimiento mediante bonificaciones en las facturas, consistente con las previsiones contenidas en el punto 2 del Subanexo 4 de los contratos de concesión de las distribuidoras. Este procedimiento incluye mecanismos para asegurar tanto la temporalidad del pago de las sanciones, como también la automaticidad de su imposición.

Asimismo, se eliminó la excepción de penalización que la Resolución ENRE N° 172/1996 otorgaba a las distribuidoras en caso de solucionar el problema que originó el Reclamo dentro de los noventa días de efectuada la medición. A partir de la Resolución ENRE N° 185/2011, las distribuidoras resultarán penalizadas por los apartamientos detectados a partir de lo que surja de las mediciones.

Además se fijó un plazo máximo de seis meses para la solución definitiva de los problemas de tensión reclamados, no resultando aceptable la subsistencia de apartamientos por extensos períodos indeterminados, aún cuando el incumplimiento continúe siendo penalizado.

A partir de la nueva metodología, los reclamos se notifican, de manera inmediata, por correo electrónico y/o por la red Internet en cuanto ingresan. También se mejoran los plazos para tramitar los reclamos, ya que ahora cuentan a partir de la fecha de ingreso al ENRE.

Cuando una medición verifica la existencia de apartamientos de los niveles de tolerancia establecidos en el Contrato de Concesión, se sanciona a la distribuidora y se bonifica al usuario. La sanción se aplica hasta tanto se solucione el inconveniente.

El reclamo se archiva cuando la distribuidora demuestre fehacientemente que ha solucionado el inconveniente de tensión, mediante una nueva medición que constata que los valores de tensión se encuentren dentro de los límites establecidos, o cuando el usuario firma la planilla de conformidad.

Cuando se refieren a la existencia de *flicker* o armónicas, los reclamos son incorporados a la campaña "Perturbaciones" como puntos especiales.

Niveles de perturbaciones

Las perturbaciones que se controlan son los *flicker* y las armónicas. Mediante la Resolución ENRE N° 184/2000, se definieron los niveles de referencia de ambas perturbaciones, que deberán ser garantizados en ambos casos. Se previó la realización de 12 mediciones mensuales de contenido armónico en la tensión y de seis mediciones mensuales de *flicker* en la tensión para el caso de Edenor y Edesur respectivamente, todas de una semana de duración.

Las características del equipamiento de medición se definieron en las resoluciones citadas. La selección de las ubicaciones de los puntos en los cuales se deben efectuar las mediciones se realiza mediante un monitoreo previo de la Tasa de Distorsión Total (TDT%) para el caso de armónicas y un indicador que refleja el índice de severidad de corta duración PST.

Este monitoreo se realiza junto con la campaña mensual de medición del nivel de tensión en 600 puntos de suministro. Para ello, se ha previsto la incorporación de módulos de monitoreo muy económicos en los equipos de registro del nivel de tensión.

En función de los resultados de las 600 mediciones efectuadas a nivel de usuario, se seleccionan los puntos de registro de las perturbaciones en los centros de transformación MT/BT vinculados a los usuarios con mayor nivel de perturbaciones determinadas en la campaña de monitoreo previo, utilizando los procedimientos y equipamiento previstos en las Normas IEC (Comisión Electrotécnica Internacional, en castellano).

Las campañas de monitoreo cumplen con su cometido de localizar zonas con perturbaciones importantes, que luego se miden con equipamiento normalizado, haciendo más efectiva la actividad de control.

Límites admisibles

Nivel de tensión

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	+ 5%
Alimentación aérea (MT o BT)	+ 8%
Alimentación subterránea (MT o BT)	+ 5%
Rural	+ 10%

Tensión armónica

En el siguiente cuadro se indican los niveles de referencia para la Distorsión Armónica Total. Asimismo, la Resolución ENRE N° 184/2000 detalla los niveles de referencia para cada una de las armónicas individuales pares e impares, en cada nivel de tensión nominal de suministro.

Nivel de tensión en el punto de suministro	Niveles de referencia de distorsión armónica total (en % respecto a la fundamental)
AT	3%
MT	8%
BT	8%

Fluctuaciones rápidas de la tensión (flicker)

Nivel de tensión en el punto de suministro	Niveles de referencia de flicker
AT, MT y BT	Pst = 1,00

Control de medidores de energía para facturación

En su artículo 23, los contratos de concesión de las distribuidoras Edenor y Edesur establecen la obligación de presentar ante el ENRE un plan de muestreo estadístico para controlar el funcionamiento de todos los medidores de energía en uso. El ENRE reglamentó esta tarea mediante la Resolución ENRE N° 110/1997, modificada por la Resolución ENRE N° 444/2009, estableciendo los requisitos técnicos y legales.

Los medidores se dividen en lotes de hasta 50.000 unidades, agrupándolos por marca, modelo y antigüedad. El procedimiento para obtener la cantidad de muestras por extraer se obtiene de la norma Mil Standard 414. El tamaño de las muestras se fija de modo de garantizar un nivel de incertidumbre $\beta < 10\%$.

Luego de seleccionar los medidores que se usan como muestras, se extraen de los correspondientes domicilios de los usuarios y, posteriormente se ensayan en laboratorios con mesas de contraste habilitadas por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI). Estas tareas son supervisadas por un auditor externo a la distribuidora.

Los resultados de los ensayos se entregan al ENRE en informes trimestrales, los que se analizan de acuerdo con los requisitos técnicos y legales, estableciendo la aceptación o rechazo de los lotes. La evaluación de los resultados se realiza mediante la aplicación de la norma Mil Standard 414, fijando un nivel de inspección IV y un AQL (Nivel Aceptable de Calidad) = 6,50.

Calidad del servicio comercial

Procedimiento

Desde marzo de 1998, este control se realiza sobre el universo total de la información comercial que debe aportar la distribuidora, en vez de hacerlo sobre datos muestrales.

La metodología establecida por la Resolución ENRE N° 2/1998 procura lograr mayor eficiencia en la gestión, con una óptima utilización de los recursos del Ente y de las distribuidoras. De esta manera se simplifican los requerimientos de información relativos al control de calidad con que las empresas concesionarias prestan el servicio a los usuarios, tanto en los aspectos técnicos como comerciales.

Esta resolución establece un modelo de datos unificado, tratando que las distribuidoras produzcan la información referida a los índices de control de la calidad del servicio comercial junto con parte de la información requerida por las Resoluciones ENRE N° 184/2000 (relativa a la calidad de producto técnico) y N° 527/1996 (referida a la calidad de servicio técnico).

La Resolución ENRE N° 2/1998 dispone, además, que para verificar los datos contenidos en los informes trimestrales de calidad del servicio comercial, las distribuidoras deberán contar con un registro informático auditable de solicitudes de suministro, reclamos, suspensiones y rehabilitaciones de suministro. El registro deberá estar actualizado y a disposición del ENRE, en cada

local de atención y en cada oportunidad que sea requerido. También deberá contener la totalidad de la información incluida en las correspondientes tablas del Modelo de Datos definido en el Anexo de la Resolución ENRE N° 2/1998.

Finalmente, esta resolución adecuó el modo en que las distribuidoras deben acreditar a los usuarios afectados las penalidades que resulten de la aplicación de lo prescripto en los puntos 5.5.3.1(Conexiones), 5.5.3.2 (Facturación estimada), 5.5.3.3 (Reclamos por errores de facturación) y 5.5.3.4 (Suspensión del suministro de energía por falta de pago) del Subanexo 4 del Contrato de Concesión, en los casos que surjan de sus registros como penalizables.

Indicadores de calidad del servicio comercial y límites admisibles

Los indicadores no experimentan variación respecto de los referidos a la Etapa 1, salvo el correspondiente a conexiones.

Conexiones

Límites admisibles

Sin modificación en la red	
Hasta 50 kW	5 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario
Recolocación de medidores	1 día hábil
Con modificación en la red	
Hasta 50 kW	15 días hábiles
Hasta 50 kW - subterránea	30 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario

Facturación estimada

No podrán emitirse más de dos facturaciones sucesivas, si son bimestrales, y tres en los casos restantes, durante un año calendario. Asimismo, no podrán efectuarse más de tres estimaciones en igual período si son facturaciones bimestrales, y cuatro en los casos restantes.

En cada facturación el número de estimaciones no podrá superar el 8% de las lecturas emitidas en cada categoría.

Reclamos por errores de facturación

Deberá resolverse el reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Si el usuario lo requiere, la distribuidora deberá estar en condiciones de informarle la resolución del reclamo en un plazo de 15 días hábiles desde que presentó la queja.

Suspensión de suministro por falta de pago

La distribuidora deberá reestablecer el servicio 24 horas después de efectuado el pago.

Criterios para la determinación de las sanciones

Los controles que realiza el Ente permiten detectar situaciones donde la distribuidora transgrede los límites de calidad y no bonifica al usuario. Esto motiva la aplicación de una sanción con destino a ese usuario (denominada apartamiento) y, a su vez, genera la aplicación de otra penalidad (denominada incumplimiento), en razón de haber incumplido con la obligación de bonificar al usuario damnificado por su accionar. Para ejercer dicho control, el ENRE debe contar con información veraz, oportuna, pertinente y precisa. De lo contrario, la concesionaria podría ocultar la existencia de situaciones penalizables, y limitarse a poner en evidencia sólo aquellas asociadas a las sanciones autoimpuestas.

Es por ello que, en los expedientes de control de calidad comercial se sancionan también los incumplimientos de la obligación de aportar información con los atributos antes mencionados y ante casos de inconsistencias, falta de datos, etc. Se trata de una situación similar a la prevista en los contratos de concesión para los controles de producto técnico y de servicio técnico, mediante los numerales 5.5.1 y 5.5.2 del Subanexo 4 - Régimen de Calidad y Sanciones.

Hasta septiembre de 1996 (coincidiendo con la Etapa 1 definida para servicio y producto técnico) se procedió a determinar una sanción global por los incumplimientos detectados en el aporte de información por parte de las empresas, encuadrando la penalización en el máximo estipulado en el numeral 6.7. Por tal razón, la sanción no superaba los 200.000 kWh en ningún expediente.

Luego, con miras a contemplar en la determinación del monto de las sanciones la reincidencia y la gravedad de los incumplimientos detectados en sucesivos períodos de control, se adoptó el criterio de tratar los incumplimientos en forma separada, según sus distintos tipos, y comenzó a aplicarse una multa por el valor de 40.000 kWh, por cada incumplimiento/mes.

En todos los casos, en tanto las sanciones surgían de la evaluación de cumplimiento sobre una muestra, su monto implicaba la extensión al universo de las situaciones anómalas detectadas en la auditoría practicada.

El inicio de la tramitación de las actuaciones vinculadas con la Res. ENRE N° 2/1998 requirió, como ya se señaló, establecer un método de determinación de las sanciones que estuviera de acuerdo con la modalidad de trabajo adoptada.

A tales efectos se ha desarrollado una metodología cuya estructura es, básicamente, la misma que se aplica para valorizar las sanciones en materia de incumplimientos referidos a los controles de producto y servicio técnicos. Partiendo de una penalidad máxima teórica, esta metodología toma en cuenta los incumplimientos detectados en el período de análisis.

Otros controles

Otra modalidad de control se concreta mediante las inspecciones que se efectúan en los locales comerciales de las distribuidoras para constatar la atención que allí se brinda a los usuarios. Se verifica la presencia de carteles informativos con el contenido del Reglamento de Suministro, aplicable en la relación de la distribuidora con sus usuarios, como también de información pertinente del Contrato de Concesión; los tiempos de espera en la atención al público; la existencia de la credencial de identificación de los empleados de la empresa que atienden a los usuarios; la existencia y puesta a disposición del correspondiente libro de quejas; la comodidad de las instalaciones; el cumplimiento de los horarios de atención y todos los demás aspectos que se refieren a una correcta atención al usuario³.

Capítulo 7: LA ATENCIÓN DE RECLAMOS DE LOS USUARIOS

En virtud de lo expuesto, para evaluar el grado de respuesta de un call center, un aspecto relevante es saber cuánto tiempo debe esperar un usuario desde que llega al sistema hasta que recibe el servicio, lo cual se define dentro del concepto QOS (*Quality of service*, calidad de servicio o nivel de servicio).

- 3 Los principales aspectos del control consisten en:
- Exhibición de cartelera exigida con respecto a:
 - Horarios de atención
 - Cuadro tarifario vigente
 - Normas de calidad de servicio
 - Reglamento de Suministro
 - Libro de quejas
 - Cartel anunciador de Ley N° 26.179 (Redondeo)
 - Cartel anunciador Art. 25 de Ley N° 24.240 (Defensa del Consumidor) Conf. Sust. Ley N° 26.361
 - Declaración Jurada para mantener el subsidio tarifario (Disposición conjunta 216 y 733/2011)
 - Formulario de Renuncia Voluntaria al Subsidio Tarifario (Disposición conjunta 216 y 733/2011)
 - Cumplimiento de la normativa del cierre de oficinas comerciales
 - Relevamiento de:
 - Habilitación del Libro de Quejas por el ENRE
 - Copia de la última queja registrada
 - Rampa para discapacitados
 - Puestos de trabajo físicos/ocupados (Informes, Atención al Público y Cajás)
 - Tiempo promedio de espera en los puestos de trabajo.
 - Monitoreo de atención al público

Otra característica importante de un sistema de colas es el diseño de la ejecución del servicio. El servicio puede estar ejecutado por uno o varios servidores. Si el tiempo en que tardan los usuarios en salir del sistema es mayor que el intervalo entre llegadas, la cola aumentará indefinidamente y el sistema puede llegar a colapsarse.

De acuerdo a lo expuesto, para verificar si un sistema de call center está funcionando satisfactoriamente, será necesario formular distintos interrogantes, tales como: 1) ¿Cuál es el tiempo promedio que un usuario tiene que esperar en la fila antes de ser atendido?; 2) ¿Qué fracción de tiempo ocupan los operadores en atender a un usuario o en procesar un reclamo?; o 3) ¿Cuál es el número promedio y el máximo de usuarios que esperan en una fila?

Se desprende de lo indicado que mientras más recursos técnicos y humanos tenga el sistema, mejor será el servicio que se brinde a los usuarios. Sin embargo, es evidente que ningún call center puede garantizar que todos los usuarios que intenten comunicarse siempre obtendrán una respuesta inmediata, ya que cuando existen situaciones coyunturales, provocadas por eventos de proporciones inusuales o extraordinarias, el número de usuarios que intenten utilizar el sistema alcanzará proporciones de gran magnitud.

Particularidades del Centro de Atención Telefónica (Call Center) del ENRE

De acuerdo a lo establecido en el marco regulatorio vigente, las concesionarias del servicio público de distribución de electricidad tienen la responsabilidad primaria de atender los reclamos y llamadas de sus usuarios, con niveles de calidad aceptables. En dicho contexto, en la medida en que las distribuidoras cumplan cabalmente con dichas obligaciones, el call center del ENRE no debería colapsar, salvo en casos puntuales y extraordinarios.

A efectos de evaluar la performance del ENRE en esta materia debe tenerse presente que la oficina de atención de usuarios no solo recibe llamados telefónicos, sino también atiende a los usuarios del servicio eléctrico que deciden presentar un reclamo personalmente. Esta característica particular exige asignar en forma permanente los recursos con que cuenta el Ente, procurando brindar una adecuada respuesta a las demandas recibidas por ambas vías.

Sentado ello, debe tenerse presente que, tal como se ha indicado precedentemente, en el ámbito de la distribución de energía eléctrica un call center debe estar preparado para responder a dos situaciones totalmente distintas: una muy previsible, que obedece a los reclamos o consultas típicos del servicio público, que diariamente ingresan al sistema por problemas en la comercialización; y la otra, de carecer aleatorio y extraordinario, motivada por situaciones de máxima demanda ocasionadas por una considerable cantidad de usuarios que puedan encontrarse sin suministro simultáneamente. En este último supuesto, resulta imposible predecir con exactitud cual será la cantidad de llamadas que recibirá el centro de atención y por cuanto tiempo.

Ante estas distintas exigencias, el Ente ha buscado arbitrar los mecanismos para ofrecer el mejor servicio posible a los usuarios del servicio eléctrico nacional, sin perjuicio de lo cual pueden presentarse situaciones en las que existan esperas prolongadas o casos en los que no se logre atender a los usuarios en la forma deseada.

En este sentido, el diseño del centro de atención telefónica debe ser dimensionado para dar un servicio de calidad en condiciones normales -debiéndose estimar la demanda media del mismo, con curvas de tráfico horarias y diarias-, y procurando contar con alternativas que permitan incrementar rápidamente, y en la medida de lo posible, la capacidad de atención al público en situaciones extraordinarias.

Indicadores Atención Telefónica

Con miras a lograr una continua mejora en la atención de los usuarios, la nueva versión de la Carta Compromiso con el Ciudadano del ENRE⁴ ha fijado dos estándares para la Atención Telefónica, muy exigentes y mensurables cuantitativamente:

- Se garantiza la atención telefónica los días hábiles, en el horario de 9:00 a 16:00 horas. En este horario, el estándar establecido es que por lo menos el 75% de las llamadas serán atendidas dentro de los 30 segundos, computados a partir de la finalización del mensaje del contestador.

4 Aprobada por Resolución ENRE N° 190/2008.

- Atención telefónica de urgencia las 24 horas, 365 días al año. Para las llamadas en el horario de 16:00 horas a 9:00 horas y para las 24 horas de los días sábado, domingos y feriados (horarios donde se atienden sólo consultas o reclamos por falta de suministro y seguridad en la vía pública) el estándar estipulado es que al menos el 80% de las llamadas serán atendidas dentro de los 30 segundos.

Las fórmulas de cálculo de los índices indicativos del cumplimiento de los estándares señalados anteriormente son las siguientes:

Índice 1 = (Cantidad de llamadas atendidas y abandonadas antes de los 30 segundos / Cantidad Total de llamadas atendidas y abandonadas / 0,75)

Índice 2 = (Cantidad de llamadas atendidas y abandonadas antes de los 30 segundos / Cantidad Total de llamadas atendidas y abandonadas / 0,80)

Indicador Atención Personal

En procura de una eficiente y rápida atención de los usuarios que concurran a las oficinas de atención, la Carta Compromiso del ENRE anteriormente mencionada establece que todos los concurrentes al Centro de Atención Personal no deberían esperar más de 12 minutos.

El Índice de medición es el siguiente:

Índice = (Cantidad de personas atendidas dentro de los 12 minutos / Cantidad de personas atendidas).

Capítulo 10: LA SEGURIDAD PÚBLICA

Sistemas de Seguridad Pública

Establecidos como obligatorios para las empresas distribuidoras (Resolución ENRE N° 311/2001) y para las empresas transportistas (Resolución ENRE N° 57/2003), los Sistemas de Seguridad Pública comprenden todas las acciones ejecutadas por las empresas vinculadas con la seguridad de sus instalaciones respecto de la seguridad pública, especialmente de las personas. Establecen como ejes el análisis y la prevención, para luego pasar a la remediación y la adopción de las medidas adecuadas en cada situación.

Su gestión sigue los procedimientos operativos IT-01/C y el M001/D del Manual de Gestión de Calidad del Departamento de Seguridad Pública (DSP).

Auditorías de los Sistemas de Seguridad Pública

Al estar alineados con la norma de Sistemas de Gestión de Calidad ISO 9001, los Sistemas de Seguridad Pública de las empresas concesionarias son controlados por medio de auditorías que siguen los lineamientos de la Norma ISO 19001.

Estas auditorías pueden ser integrales o específicas, según la necesidad y/o la conveniencia de adoptar una u otra modalidad. Se realizan tanto mediante la contratación de personal de universidades nacionales como con personal propio del DSP, especialmente capacitado para esa tarea.

Su gestión sigue los procedimientos operativos IT-01/C y M0-02/D del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Campañas de relevamiento de instalaciones de las empresas distribuidoras en la vía pública

Estas campañas consisten en la realización de relevamientos muestrales en el área de concesión de cada distribuidora, tarea que permite evaluar el estado general de las instalaciones, con el fin de preservar condiciones adecuadas de seguridad.

Desde 2007 estas campañas se realizan siguiendo un nuevo criterio de inspecciones, por tipo de instalación, lo que implica la realización de aproximadamente 13.000 inspecciones en cada campaña.

De este modo, los índices reflejan el estado promedio de las instalaciones en la vía pública en toda el área de concesión. Estos índices se obtienen mediante el cociente entre la cantidad de anomalías por tipo de instalación y distribuidora detectadas y la totalidad de inspecciones realizadas en cada caso.

Su gestión sigue los procedimientos operativos IT-02/B y MO-03/D del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Reclamos de usuarios

La Unidad Operativa de Atención al Público (UOAP) recibe los reclamos de los usuarios y de los organismos públicos y privados sobre aspectos que puedan comprometer la seguridad pública. Asimismo, los usuarios realizan reclamos por otros medios, ya sea por escrito o por teléfono o por la página Web del Ente, que son igualmente tramitados ingresando al sistema general de reclamos.

Además, el Servicio de Emergencia del ENRE atiende los reclamos de seguridad en la vía pública las 24 horas, todos los días, a través de la línea gratuita 0800 333 3000. De este modo se garantiza la recepción de estos reclamos en forma permanente.

Estos reclamos son recibidos e ingresados al instante en el sistema informático; en forma inmediata, son replicados vía Internet al DSP y comunicados a la concesionaria en cuyo ámbito se ha detectado la situación real o potencial de peligro, intimándosela a la inmediata eliminación del riesgo (conforme el procedimiento establecido en la Resolución ENRE N° 39/2004).

Su gestión sigue los procedimientos operativos IT-03/C, MO-04/D, M005/C y M006/C del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Accidentes en la vía pública

Por distintos motivos, las instalaciones de las empresas concesionarias de transporte y/o distribución de energía eléctrica pueden ocasionar accidentes.

Cada vez que se verifica un accidente, se instruye el sumario correspondiente y se inicia una investigación. Si después del trámite de las actuaciones se constata que la concesionaria posee algún grado de responsabilidad, se procede a sancionarla, conforme las pautas previstas en el Contrato de Concesión.

Su gestión sigue los procedimientos operativos IT-04/B, M007/C y M008/D del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Inspecciones e informes técnicos

El DSP realiza inspecciones para determinar el estado de las instalaciones de las empresas involucradas, ya sea en caso de accidentes, o por reclamos de usuarios, o por observaciones que surjan de las obras inspeccionadas en la vía pública, o por inspecciones impulsadas de oficio a partir de noticias difundidas en los medios de comunicación.

Las inspecciones constituyen una importante herramienta para conocer el estado de estas instalaciones y las acciones que las empresas concesionarias emprendieron para cumplir sus obligaciones respecto de la seguridad pública.

Su gestión sigue los procedimientos operativos IT-05/B, M009/E y MO-01/D del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Elaboración de normativa

El Departamento elabora o recomienda la adopción de normas técnicas destinadas al resguardo de la seguridad pública para las instalaciones eléctricas de las empresas concesionarias ubicadas en la vía pública.

Estas normas determinan un conjunto de requisitos técnicos, modernos y adecuados a las exigencias de cada momento, que deben ser cumplidos por las concesionarias del servicio.

Su gestión sigue el procedimiento operativo M0011/C del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Análisis de servidumbre administrativa de electroducto

El DSP analiza, desde el punto de vista de la seguridad pública y la normativa aplicable, en especial sobre las restricciones solicitadas por las empresas, las solicitudes que le son remitidas.

Su gestión sigue el procedimiento operativo M0019/B del Manual de Gestión de Calidad del DSP.

Capítulo 11: LA GESTIÓN AMBIENTAL

Análisis de las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIAs)

Las Resoluciones SE N° 15/1992, SE N° 77/1998, ENRE N° 1725/1998 y ENRE N° 546/1999 constituyen el conjunto normativo principal aplicable en caso de solicitarse la autorización del ENRE para la ampliación del sistema de transporte y distribución de energía eléctrica. En caso de modificación de las centrales de generación de electricidad, corresponde aplicar las Resoluciones SSE N° 149/1990, ENRE N° 195/1996 y ENRE N° 13/1997.

Sin perjuicio de la intervención que le compete al ENRE ante cada solicitud, se requiere al proponente de la ampliación la constancia de la presentación del aviso de proyecto y de la documentación de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) correspondiente ante la autoridad ambiental jurisdiccional.

El procedimiento, que no ha variado respecto de años anteriores, implica la presentación de las EIAs con anterioridad a la convocatoria a una audiencia pública que precede el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública (CCNP). Sin perjuicio de la intervención previa a la audiencia convocada por el ENRE, las autoridades ambientales jurisdiccionales son invitadas a participar en la audiencia. En caso de considerarlo necesario, la autoridad ambiental jurisdiccional efectúa su propia convocatoria, siguiendo la normativa de la cual es autoridad de aplicación.

Atención de reclamos y consultas de usuarios

El Departamento Ambiental atiende las consultas de carácter ambiental que formulan:

- Usuarios finales de las concesionarias de distribución de energía eléctrica, Edenor, Edesur y Edelap
- Agentes del MEM
- Organizaciones no gubernamentales, entre ellas, asociaciones de consumidores
- Organismos del sector público
- Defensorías de usuarios

Estas consultas se identificaron como reclamos o solicitudes de información, y se refirieron particularmente a:

- Normativa ambiental aplicable a las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
- Situaciones ambientales derivadas de la construcción y operación de los sistemas y de sus instalaciones: ruidos, campos electromagnéticos, emisiones a la atmósfera, impacto visual, radio interferencia, características de los aceites contenidos en los transformadores de distribución y transporte.

Emisiones a la atmósfera

De acuerdo con la Resolución SEyM N° 108/2001, los generadores, cogeneradores y autogeneradores tienen la obligación de monitorear sus emisiones gaseosas a la atmósfera, de forma puntual o mediante monitoreo continuo. La información obtenida en tales mediciones es remitida al ENRE como parte de los informes de avance semestrales de las actividades comprometidas en la planificación ambiental de su Sistema de Gestión Ambiental (SGA).

Campos Electromagnéticos (CEM)

La vida se desarrolla en un medio ambiente en el que coexiste una compleja diversidad de campos electromagnéticos de diferentes frecuencias, tanto de origen natural como artificial.

Dentro de los campos electromagnéticos que se dan de forma natural se encuentran el campo eléctrico y magnético estático de la Tierra; los rayos gamma provenientes del espacio; los rayos infrarrojos y ultravioletas que emite el Sol (sin olvidar que la propia luz visible es una radiación electromagnética).

Los efectos potenciales sobre la salud de los campos electromagnéticos han sido un tema de interés científico desde finales del siglo XIX, en particular, por cuanto la tecnología avanza y se crean nuevas aplicaciones que determinan que una eventual exposición a estos campos sea mayor. Por ello, durante los últimos cuarenta años los CEM están recibiendo una atención particular, ya que también son emitidos por artefactos e instalaciones de uso común: líneas de energía, trenes eléctricos, subterráneos, cableado eléctrico de hogares, electrodomésticos con motores, pantallas de computadora, televisión, instalaciones de telecomunicaciones y radiodifusión, teléfonos móviles y sus estaciones bases.

Tal como se indicó en el Capítulo 11, los campos eléctricos y magnéticos generados por las instalaciones eléctricas de frecuencia industrial (50 o 60 Hz) se encuentran dentro del rango de los campos cercanos o no radiantes y del tipo no ionizantes, de frecuencia extremadamente baja (CEM-FEB).

Basándose en una revisión profunda de las publicaciones científicas, los comités de expertos de la Organización Mundial de la Salud (OMS ó WHO por su sigla en inglés) y del Comité de Epidemiología de la Comisión Internacional para la Protección contra las Radiaciones no Ionizantes (CIPRNI o ICNIRP por su sigla en inglés: International Commission for Non-Ionizing Radiation Protection) concluyeron que, a la luz de los conocimientos actuales, los resultados existentes no confirman que la exposición a campos electromagnéticos de baja intensidad produzca consecuencias para la salud⁵.

La competencia del ENRE sobre CEM-FEB se limita -tal como se explicó en el Capítulo- a aspectos técnicos tales como la metodología para su medición (detallada en el Anexo a la Resolución ENRE N° 1724/1998) y el control del cumplimiento, por parte de los agentes del MEM, de los niveles de emisión establecidos por la Resolución SE N° 77/1998.

Capítulo 12: EL SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS TRANSFERENCIAS ACCIONARIAS

El artículo 31 de la Ley N° 24.065 establece que “Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a

su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación”.

Dicho artículo busca mantener el mercado eléctrico desintegrado verticalmente a fin de prevenir comportamientos anticompetitivos. Naturalmente, uno de los instrumentos que sirven al control de una estructura desintegrada es el seguimiento de la composición accionaria de las distintas unidades de negocios.

⁵ Pese a ello, algunos investigadores postulan que, hacia el futuro, el conocimiento sobre los efectos biológicos de los CEM debe continuar siendo investigado.

Al recibir un pedido de autorización para una transferencia accionaria, el ENRE cuantifica la participación previa y posterior a la operación de cada accionista. Paralelamente, se analiza si el comprador en dicha transferencia tiene participaciones en el segmento de transporte y, en caso de que así sea, se obtiene la participación que posee en las empresas transportistas. Cuando el accionista que desea realizar la operación comercial tiene participación mayoritaria en los dos segmentos en los que desea participar (generación y transporte, o transporte y distribución), dicha operación no se autoriza, ya que viola el artículo 31 de la Ley N° 24.065.

A su vez, el artículo 32 apunta a mantener desintegrados horizontalmente los distintos segmentos del mercado eléctrico y sostiene: "Sólo mediante la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse con un mismo grupo empresario o fusionarse. También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente. El pedido de autorización deberá ser formulado al Ente, indicando las partes involucradas, una descripción del acuerdo cuya aprobación se solicita, el motivo del mismo y toda otra información que para resolver pueda requerir el Ente".

En relación con las solicitudes por parte de una empresa distribuidora o transportista para la compra de otra empresa del mismo segmento, el ENRE analiza cada caso y otorga la autorización correspondiente, siempre que no se vulneren las disposiciones de la ley ni se resienta el servicio y/o el interés público.

Normativa adicional para el seguimiento de las transferencias accionarias

En la Resolución N° 548/1999 el ENRE dispuso que los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica están obligados a presentar, en forma trimestral, la composición accionaria de las respectivas unidades de negocio y sociedades de inversión, en caso de existir, y de toda la estructura corporativa de su grupo o grupos de control. Asimismo, instruyó a los agentes para que informen cualquier modificación en la estructura de capital del grupo de control.

La referida resolución ha permitido verificar y certificar, con un mayor grado de alcance y precisión, la pertenencia de una empresa a un determinado grupo económico sectorial. Adicionalmente, sobre la base de los nuevos datos aportados por las empresas, se pudieron llevar a cabo diversos análisis cualitativos de la situación de los grupos económicos a los que pertenecen las unidades de negocio.

Asimismo, se instruyó a los generadores, transportistas y distribuidores para que presenten anualmente la memoria y estados contables de las respectivas unidades de negocios, debidamente certificadas por auditor externo independiente, en un plazo máximo de 150 días corridos contados a partir de la finalización del ejercicio respectivo.

Además de lo establecido en la Resolución N° 548/1999, el ENRE dispuso que los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica deben informar cualquier acto que implique una modificación en las participaciones del capital social y/o en el control, tanto en la unidad de negocio, como del grupo económico y/o sociedades o personas físicas que posean en forma directa o indirecta el control sobre la empresa regulada (Resolución N° 499/2005). La resolución también incluye las operaciones que se realicen en el exterior, cuando dichas sociedades se encuentran constituidas y domiciliadas en el extranjero.

A partir de la emergencia económica, iniciada a comienzos del 2002, se advierte la existencia de grupos económicos conformados por sociedades constituidas en el extranjero, cuyas actividades de coordinación y dirección son llevadas a cabo por las sociedades controlantes, también radicadas en el exterior.

En ese sentido, la Inspección General de Justicia, como organismo de aplicación, dictó una serie de resoluciones destinadas a especificar los requisitos que deben cumplir las sociedades constituidas en el exterior que soliciten su inscripción ante el Registro Público de Comercio. De la misma manera, se contemplaron los pedidos de la Comisión Nacional de Valores, que establece en sus normas -Transparencia en el Ámbito de la Oferta Pública- los requerimientos y el cumplimiento del Decreto N° 677/2001.

Indicadores de concentración

Por la conformación regulatoria del sector eléctrico, los segmentos donde se opera la pertinente transacción económica -- segmentos de generación, transporte y distribución- deben considerarse como mercados relevantes.

En el MEM se realizan las transacciones correspondientes al mercado de generación, según las reglas de despacho y determinación de precios que configuran una competencia administrada de precios, con tope a la declaración de costos y con limitaciones a la transferencia a las tarifas de distribución. Esto protege y preserva las condiciones de competencia de este mercado, con independencia de la composición accionaria de las unidades de negocio y de su control por parte de los grupos económicos.

Por su parte, los mercados del transporte y de la distribución están conformados por empresas que revisten el carácter de monopolios naturales en sus respectivos ámbitos. El análisis de la concentración en tales mercados regulados adquiere escasa relevancia en la medida en que la concentración no permite la práctica de abuso de posición dominante. Por lo tanto, el análisis de concentración que se realiza tiene utilidad para comparar el antes y después de cada operación de fusión o adquisición.

De los métodos teóricos para el estudio de la competitividad en los mercados reconocidos en la literatura económica⁶, el ENRE utiliza habitualmente los índices de participación de mercado (market share) y de Herfindahl-Hirshman (IHH) para analizar la concentración eléctrica, siguiendo la práctica adoptada por las principales agencias internacionales.

Los resultados obtenidos son útiles en tanto el análisis realizado partir de ellos tenga en cuenta la naturaleza intrínseca de cada mercado, y que se interpreten tanto en la situación estática como en la evolución en el tiempo.

El Índice Herfindahl-Hirschman

Es un índice habitualmente utilizado para medir la concentración de los mercados. Se calcula elevando al cuadrado la participación porcentual de cada empresa en el mercado y sumando los resultados. De tal manera, este índice toma en cuenta el tamaño relativo y la distribución de las empresas de un mercado, tendiendo a cero (0) cuando existe un gran número de empresas de tamaño relativo similar. El IHH aumenta tanto si el número de empresas en un mercado decrece, como si se incrementa la disparidad en su tamaño relativo.

Inicialmente y durante los primeros cinco años, el análisis de concentración se realizó tomando como unidad de medida a cada una de las empresas que actuaban en el mercado. Pero desde que perdieron vigencia las restricciones originalmente impuestas a las transferencias accionarias, el análisis de concentración se efectúa también por grupo económico, agrupando a todas las unidades de negocio que tienen un mismo socio mayoritario o controlante y, además, se realiza el seguimiento de la participación de un mismo grupo económico en cada segmento del mercado.

El IHH, en sí mismo, es útil para medir el nivel de concentración de un mercado en particular, definido como mercado relevante. En el caso del sector eléctrico, el ENRE toma como mercado relevante el segmento donde se encuentra la empresa en la cual se opera la transacción: generación, transporte o distribución. No obstante, debido al carácter de monopolio local que tienen las empresas del segmento de transporte y distribución, dicho indicador sirve simplemente para comparar el antes y después de cada operación.

6 Los tres métodos principales son: el índice de Lerner, el de participación de mercado y el de Herfindahl - Hirschman. El primero tiene relevancia teórica pero escasa aplicación práctica, por estar definido por la diferencia relativa entre los costos marginales de la firma y el precio, en mercados de competencia perfecta y con rendimientos decrecientes a escala. Habitualmente, esto presenta problemas de determinación. El Departamento de Justicia de los Estados Unidos y la Federal Trade Commission analizan la concentración en los mercados utilizando tanto la participación de mercado (market share) como el IHH para el análisis de las fusiones y adquisiciones. De esta manera pueden determinar el grado y la variación de la concentración en los mercados que analizan.