

**RESPUESTAS A LAS CONTRIBUCIONES A LA
CONSULTA PÚBLICA: PROYECTO DE REGLAMENTO
DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN**



MONTEVIDEO, MAYO DE 2003

CONTENIDO

1	Introducción	1
2	Resumen ejecutivo	2
2.1	Fundamento de las decisiones de URSEA.....	2
2.2	Propuestas que se incorporarán al Reglamento	3
3	Pronunciamientos.....	5
3.1	Aguiar, Fortunato	5
3.1.1	Nivel de tensión nominal (Artículo 42).....	5
3.2	Asociación de Ingenieros del Uruguay.....	7
3.2.1	Valor de tensión nominal para Media Tensión (Artículo 42).....	7
3.2.2	Definición de perturbaciones a ser controladas (Artículo 39).....	7
3.2.3	Metas de continuidad (Artículo 15)	8
3.2.4	Fuerza mayor (Artículo 12).....	9
3.2.5	Almacenamiento de datos (Artículo 27).....	9
3.2.6	Conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia (Artículo 68).....	9
3.2.7	Indicadores de tensión. Medidas de los usuarios	10
3.3	Caligari, Diego.....	10
3.3.1	Definición Agrupamientos T2 y T3 (Artículos 4 y 15).....	10
3.4	Casaravilla, Gonzalo.....	11
3.4.1	Definición de perturbaciones a ser controladas (Artículos 39 y 40).....	11
3.4.2	Muestreo para mediciones de niveles de tensión	13
3.5	Compañía Uruguaya de Cemento Portland (CUCPSA)	15
3.5.1	Metas y compensaciones (Artículo 4).....	15
3.5.2	Contabilización de interrupciones (Artículo 12).....	17
3.5.3	Interrupciones originadas en instalaciones internas de los usuarios (Artículo 12)	18
3.5.4	Metodología para fijación de metas. Metas de calidad crecientemente exigentes	18
3.5.5	Momento de la ocurrencia del evento	20
3.5.6	Interrupciones programadas (Artículo 12)	21
3.5.7	Compensaciones por desvíos de tensión (Artículo 45)	21

3.5.8	Variaciones rápidas en los niveles de tensión	22
3.5.9	Puntos de medida (Artículo 49).....	23
3.5.10	Causales de fuerza mayor (Tabla 7)	24
3.5.11	Desbalances de tensión.....	25
3.5.12	Interrupciones por errores de maniobra	25
3.5.13	Interlocutor en el Distribuidor	25
3.6	Elenter, Ernesto	26
3.6.1	Compensaciones	26
3.6.2	Información al usuario (Artículos 36 y 37).....	27
3.6.3	Indicadores de tensión. Mediciones (Artículo 43)	27
3.6.4	Plazos para cambios de tensión (Artículo 68).....	28
3.6.5	Periodicidad bimestral de lectura (Artículos 72 y 73)	29
3.6.6	Compensaciones por errores de facturación (Artículo 82)	29
3.7	Instituto de Ingeniería Eléctrica (Facultad de Ingeniería).....	30
3.7.1	Definiciones (Artículo 4).....	30
3.7.2	Indicadores de calidad del producto técnico (Artículos 7 a 11).....	32
3.7.3	Fuerza mayor (Artículo 12)	32
3.7.4	Base de datos de contingencias (Artículo 28)	33
3.7.5	Trámite de compensaciones a los usuarios (Artículos 30 al 35).....	33
3.7.6	Valores de tensión nominal (Artículo 42)	34
3.7.7	Indicadores de tensión. Mediciones (Artículo 43)	34
3.8	Leborgne, Roberto Chouhy	34
3.8.1	Definición de las perturbaciones a controlar (Artículos 39 y 40).....	34
3.8.2	Indicadores para niveles de tensión. Mediciones (Artículo 43).....	35
3.9	Martony, Carlos.....	35
3.9.1	Contabilización de las interrupciones (Artículo 12)	35
3.9.2	Fuerza mayor (Artículo 12)	36
3.9.3	Metodología de fijación de metas.....	37
3.9.4	Interrupciones originadas en instalaciones internas de los usuarios (Artículo 12)	39
3.10	UTE	39

3.10.1	Definiciones (Artículo 4)	39
3.10.2	Etapas de implementación del Reglamento (Artículo 5)	43
3.10.3	Tiempo máximo de interrupción de un consumidor (Artículo 11).....	45
3.10.4	Contabilización de interrupciones (Artículo 12).....	45
3.10.5	Metas de continuidad del servicio (Artículo 15).....	51
3.10.6	Cálculo de compensaciones	54
3.10.7	Información a remitir al Regulador (Artículos 30 y 31).....	57
3.10.8	Información en la factura de los usuarios (Artículos 36 y 37).....	62
3.10.9	Perturbaciones (Artículo 40).....	63
3.10.10	Niveles de tensión (Artículo 42 al 53).....	63
3.10.11	Calidad del Servicio Comercial.....	67
3.10.12	Anexo V	84

1 INTRODUCCIÓN

El Proyecto de Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución sometido a Consulta Pública presenta un sistema de control de la calidad del servicio de suministro eléctrico realizado en forma externa e independiente de la empresa que presta el servicio, UTE. Se basa en la definición de metas de desempeño y compensaciones a los clientes a través de descuentos en las facturas cuando éstas no son cumplidas.

El procedimiento de consulta fue iniciado por la UREE y continuado por la URSEA de acuerdo a lo dispuesto por la Ley N° 17.598. El período de recepción de aportes transcurrió entre el 18 de octubre y el 14 de noviembre de 2002.

Se recibieron 10 contribuciones remitidas por particulares, empresas y otras instituciones. La URSEA agradece especialmente estos aportes, muchos de los cuales se incorporarán al Reglamento, contribuyendo a su perfeccionamiento.

Las respuestas, incluidas en la sección 3, Pronunciamientos, de este documento, se ordenaron alfabéticamente por nombre de la persona o institución participante en la Consulta, y están precedidas por la correspondiente contribución.

Todos los documentos de esta Consulta están disponibles en www.ursea.gub.uy, en la sección Consultas Públicas.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El procedimiento de consulta pública permite incorporar al proceso de elaboración de las reglamentaciones el punto de vista de los diferentes sectores afectados, así como el conocimiento especializado de diversos ámbitos. Esos puntos de vista reflejan diferentes intereses, frecuentemente contrapuestos, que mediante este procedimiento se exponen ante la sociedad de forma transparente.

Los aportes recibidos en esta Consulta son un reflejo de los diferentes intereses involucrados cuando se trata de reglamentar la calidad del suministro eléctrico. A modo de ejemplo, contribuciones que plantean el punto de vista de los consumidores señalan que las interrupciones de suministro toleradas son “excesivas” o que los usuarios deberían ser compensados por todas las fallas en el servicio. La empresa distribuidora (UTE), por su parte, solicita metas más flexibles y la ampliación del período de transición.

2.1 FUNDAMENTO DE LAS DECISIONES DE URSEA

Al analizar los aportes y tomar las decisiones correspondientes, la URSEA ha procurado balancear los intereses contrapuestos teniendo en cuenta los principios consagrados en las normas vigentes, el bienestar de los consumidores y la situación de partida de la empresa, dado que su solvencia es fundamental para asegurar la sustentabilidad del servicio.

El principio que guía la reglamentación es que los consumidores tienen derecho a recibir un servicio de calidad acorde a la tarifa que pagan. En otras palabras, como lo establece el artículo 85 del Reglamento de Distribución, el Distribuidor debe percibir una remuneración adecuada para operar y mantener “una red adaptada en una empresa eficiente” con un nivel de calidad acorde.

Las características de la red eficiente (adaptada) y su remuneración (la tarifa), surgen del estudio de VADE (Valor Agregado de Distribución Estándar), contratado por UTE y supervisado por el Regulador, y posteriormente revisado por un asesor contratado por la URSEA. Los niveles de calidad correspondientes a esa red fueron establecidos con base en el mismo estudio. El informe final de la URSEA sobre el estudio de VADE será elevado a consideración del Poder Ejecutivo a la brevedad, simultáneamente con la aprobación del Reglamento de Calidad de Servicio.

Para asegurar la correspondencia entre la tarifa y la calidad requerida, las metas del proyecto de Reglamento fueron calculadas considerando los valores de calidad del servicio técnico definidos en los estudios mencionados, y los valores de desempeño real suministrados por UTE y se diseñó una transición que en algún caso dura más de un período tarifario (cuatro años).

La URSEA tiene presente que esto significa que los consumidores deberán esperar para recibir una calidad acorde a las tarifas técnicas. Esta decisión se basó en la necesidad de dar a la empresa un plazo de adaptación razonable.

2.2 PROPUESTAS QUE SE INCORPORARÁN AL REGLAMENTO

Serán incluidas en el reglamento modificaciones propuestas por usuarios, como la posibilidad de llevar registros de calidad independientes, el establecimiento de plazos para los dictámenes del Regulador sobre reclamaciones por causales de fuerza mayor y la aceptación de opciones tarifarias con lecturas de consumo mensuales.

Las solicitudes de extensión de la etapa de transición o flexibilización de las metas fueron atendidas en los casos en los que la empresa aportó información suficiente para justificar su planteo. Es el caso de la ampliación de seis meses a un año del período de preparación –en el cual no rigen las compensaciones a los usuarios-; la prórroga hasta el final del primer período tarifario de la contabilización exclusivamente de interrupciones mayores a tres minutos (no se contabilizan aquellas entre uno y tres minutos) a los efectos de la aplicación de compensaciones; el establecimiento de un período transitorio de un año para algunas metas comerciales y la extensión en un año de la transición para las metas de continuidad de las zonas rurales.

Asimismo, la información aportada por una de las contribuciones se tomará como referencia para la definición de las perturbaciones a controlar.

Finalmente, se realizarán modificaciones en las definiciones o procedimientos que generaron dudas.

A continuación un resumen de los cambios al proyecto de Reglamento originados en esta consulta pública. La lista no incluye todos los cambios.

Cambio	Aporte que lo origina
Valor nominal de media tensión 6.4 kV	UTE
Definiciones de perturbaciones a controlar	Gonzalo Casaravilla
Posibilidad de llevar registros de eventos independientes	AIU
Coordinación entre el distribuidor y el usuario para los cortes programados que no afecten a terceros	Cucpsa
Habilitación de opciones tarifarias con medidas de consumo mensuales	Ernesto Elenter, UTE
Plazo de tres meses para el dictamen del Regulador sobre las reclamaciones por fuerza mayor	Facultad de Ingeniería
Se admitirán consumidores sin medida en condiciones a determinar en el pliego tarifario	UTE
El período de preparación (sin sanciones) se amplía de seis meses a un año	UTE
Se contabilizarán solo interrupciones de más de tres minutos hasta el final del primer período tarifario	UTE
Se diferenciarán las metas para el agrupamiento T4, según los consumidores estén conectados a una distancia menor o mayor a 60 km	UTE
Se extenderá a tres años del período de transición para las metas de continuidad en zonas rurales	UTE
Se reducirá el número de puntos de medición de tensión	UTE
Se reducirá de siete a cinco días la anticipación requerida para la recepción de facturas respecto del vencimiento en las zonas rurales	UTE
Se introducirá el concepto de carga agrupada	UTE
Se establecerá un período transitorio de un año para algunas metas comerciales	UTE
Ampliación a 40 días del plazo para las conexiones en baja tensión cuando se requiere instalar un centro de transformación	UTE
Se incluirá una definición de “temperatura”	AIU
Se corregirán las definiciones de Agrupamientos T2 y T3	Diego Caligari
Se incluirá en el artículo 43 el número de valores eficaces a medir	Ernesto Elenter/ Roberto Chouy Leborgne
Se incorporará la definición de (ADT)	Facultad de Ingeniería
Se modificará la definición de Agrupamiento tipo T3	UTE
Se aclarará la forma de cálculo de las compensaciones	UTE
Otras modificaciones menores	Varios

3 PRONUNCIAMIENTOS

3.1 AGUIAR, FORTUNATO

3.1.1 *Nivel de tensión nominal (Artículo 42)*

Contribución

“Los locales de ANEP administrativos, de enseñanza y otros fines, totalizan aproximadamente 4.000 servicios, a los que suministra energía eléctrica la empresa UTE.

En la mayoría de estos locales se usan lámparas incandescentes de 100W-220 volts, como asimismo tubos fluorescentes de 40W-220 volts, luminarias, que en su mayoría permanecen largas horas encendidas, lo que significa un importante pago por consumo de energía eléctrica.

Las tensiones que se contratan con la empresa eléctrica son B1 220 volts monofásico B2 220 volt trifásico, B3 380 volt trifásico.

De acuerdo a las fórmulas usuales de cálculo de sección a partir de la caída de tensión, se aplica:

$S = 2.L.P1 Ke.V$, aplicándose un 3% de caída para iluminación y 5% de caída para otros usos a Teniendo (sic) presente, uno de los fabricantes de lámparas incandescentes (Se adjunta diagrama) las variaciones aplicadas al voltaje de la lámpara, produce cambios en las características operativas y se muestra que un 5% de sobre tensión reduce la vida de la lámpara a casi un 50%.

Otro de los fabricantes, en este caso el tubo fluorescente, explica que si bien, el tubo no es afectado por la sobre tensión apreciablemente, si es perjudicial para la impedancia, porque aumentan las pérdidas de potencia, con sus consecuencias.

Debe tenerse presente que no se debe tomar 230 volts más la tolerancia, de la reglamentación propuesta, dado que el mercado presenta las luminarias normalizadas en 220 volts. Existiendo de mayor voltaje y costo, si son pedidas expresamente. Si se toma 230 volts debería de aclararse a los consumidores que se ha cambiado la tensión normalizada a entregar por la empresa eléctrica.

De lo contrario se está efectuando un perjuicio al cliente o consumidor al reducir la vida de sus luminarias, impedancias y otros dispositivos eléctricos. Además, la compañía eléctrica se beneficia con una recaudación mayor de sus clientes por ahora ‘cautivos’ causada por la mayor tensión aplicada, por ejemplo a los elementos resistivos, lo que significa un aumento de la intensidad

que recorre los mismos. Lo expresado es para la regulación prevista en la tabla 2, usuario residencial en capital (desviaciones en los niveles de tensión).

Sería apropiado que la compañía eléctrica tome rápidamente las medidas necesarias, como transformadores con variadores automáticos de la tensión, o reguladores de tensión en las zonas de más densidad de clientes en una primera etapa, u otras soluciones que puedan aplicar. Los rápidos cambios que se vienen produciendo en la economía, deben ser acompañados por una respuesta acorde por la compañía eléctrica. Lo que también contribuirá que todos los edificios del Estado, no sean afectados por las sobre tensiones, abatiendo la vida útil de los dispositivos eléctricos.

Es de tener en cuenta que los plazos que se otorguen, a UTE para mejorar el servicio, sentaran un precedente para otras empresas eléctricas, que comiencen a suministrar servicio eléctrico.

También se han detectado, mediciones 'estimadas' por largos períodos.

Consumos Activa/reactiva 'estimados' por períodos prolongados, teniendo como consecuencia una facturación de un porcentaje erróneo.

Es necesario que los controles por parte de UREE sean frecuentes, para maximizar la calidad del servicio, reducir el costo, evitando perjuicios en beneficio de la enseñanza y del país”.

Respuesta

Si bien es cierto que en los contratos de UTE consta una tensión de 220V monofásicos y 380V trifásicos, la tendencia que marca la normativa IEC internacional, normativa adoptada por el Regulador, es estandarizar en 230V la tensión monofásica y 400V la trifásica.

Estos valores normalizados serán adoptados para todas las nuevas normativas dictadas por el Regulador (Reglamento de Seguridad del Equipamiento Eléctrico de Baja Tensión, Reglamentos de Instalaciones Interiores, etc.). No obstante, el proyecto de Reglamento tiene en cuenta la existencia de materiales y equipos eléctricos de muy variadas tensiones nominales -principalmente 220V y 380V-, a través de la asimetría de los límites superiores e inferiores de la tolerancia en los desvíos de tensión.

Se entiende que si el Distribuidor se mantiene dentro de los límites establecidos, los equipos y materiales conectados a la red estarán sometidos a niveles aceptables y esperados de tensión.

3.2 ASOCIACIÓN DE INGENIEROS DEL URUGUAY

3.2.1 *Valor de tensión nominal para Media Tensión (Artículo 42)*

Contribución

“En principio tendríamos discrepancias con el valor nominal establecido para la MT de 6,6 kV.

Nuestra objeción se fundamenta en que la mayor parte de los transformadores instalados en nuestra plaza para ese nivel de tensión, en el sector privado, tienen como valor central 6,3 kV. Esto determina que el margen de regulación quedaría extremadamente restringido, en particular en casos de sobretensiones (permanentes o semi-permanentes).

Cabe señalar la inconveniencia de modificar una tensión que está en proceso de sustitución (la planificación de UTE es unificar en 22 kV las tensiones de distribución)”.

Respuesta

La Asociación de Ingenieros señala su discrepancia con los valores nominales de tensión del suministro en media tensión incluidos en el proyecto de Reglamento.

En virtud de la información aportada por UTE en esta Consulta Pública, el valor nominal de la tensión de suministro en media tensión será fijado en el Reglamento de Calidad, en 6.4 kV, que se aproxima al valor propuesto de 6.3 kV. La adecuación de este valor se continuará monitoreando durante la aplicación del Reglamento.

Otras contribuciones sobre valor de tensión nominal en 3.7.6 y 3.10.10.1.

3.2.2 *Definición de perturbaciones a ser controladas (Artículo 39)*

Contribución

“No compartimos la definición de interrupción, en que se estipula que será así considerada cuando la tensión caiga al 10% de su valor nominal (inferior a 23V).

Entendemos que se deberían definir cada una de las perturbaciones mencionadas e incluir otras no citadas, como ser variaciones en la frecuencia y sobretensiones instantáneas.

También se deberían tratar otros sucesos originados fundamentalmente en fallas de mantenimiento, como la inversión de fases, que eventualmente ocurren.

Consultamos cómo serán considerados los casos de faltas de tensión menores a los valores estipulados como interrupción y cómo serían contabilizadas. Hacemos notar que en algunos procesos industriales ese tipo de anomalía genera daños significativos. ”

Respuesta

La contribución solicita incluir la variación de frecuencia como perturbación a controlar.

Las perturbaciones a controlar se especificarán en base a las definiciones aportadas por las contribuciones a esta Consulta Pública (3.4.1).

No se considera pertinente la inclusión de la variación de frecuencia en este Reglamento, ya que la frecuencia de la red nacional está impuesta por el sistema interconectado. No es posible para el Distribuidor controlarlo.

En cuanto a la inversión de fases, se trata de un evento de muy difícil registro, por lo que usualmente no es considerado en las regulaciones de calidad. En general son anomalías rápidamente revertidas, cuando producen un daño por la existencia de una carga sensible a la secuencia de fases sin los dispositivos de protección correspondientes.

No obstante, es obligación del Distribuidor mantener el sentido de rotación de fases. Ante un evento que afecte las instalaciones, el usuario tiene derecho a reclamar por los daños ocasionados, ante UTE y ante el Poder Judicial.

Los eventos que afecten la tensión y no estén considerados como interrupciones, siempre que afecten procesos de uso, serán tratados como Perturbaciones (Título I, Sección III del proyecto de Reglamento). La definición de metas para estos indicadores será resultado de un estudio a realizarse en el marco del convenio vigente entre la URSEA y la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, con participación de UTE y consulta a otros actores involucrados.

Otras contribuciones sobre Perturbaciones en 3.4.1; 3.8.1 y 3.10.9.

3.2.3 Metas de continuidad (Artículo 15)**Contribución**

“Surge la inquietud en conocer los elementos considerados al estipular los valores en horas citados como Metas de continuidad, tanto en régimen transitorio como en permanente, ya que los mismos pueden percibirse como excesivos”.

Respuesta

La Asociación de Ingenieros considera que pueden ser “excesivos” los valores de interrupciones toleradas tanto en el régimen transitorio como en el permanente y solicita se expliquen los criterios que motivaron esta definición.

Las metas definidas fueron calculadas considerando los valores de calidad del servicio técnico para la red adaptada – calculados en los estudios del VADE y de confiabilidad-, y los valores de desempeño real suministrados por UTE, tendiendo a los valores que reflejará la tarifa objetivo.

Esto significa que el Distribuidor será remunerado por mantener una red adaptada en determinadas condiciones, lo cual debe resultar en una calidad del servicio asociada. Así lo establece el Reglamento de Distribución en su Artículo 85: “Es obligación del Distribuidor efectuar la actividad de Distribución con un nivel de calidad satisfactorio acorde con el diseño de una red adaptada en una empresa eficiente según se determina en el estudio del VADE, y conforme a las disposiciones de este Reglamento y al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador”.

Otras contribuciones sobre metas de continuidad y metodología para la fijación de metas en 3.5.1; 3.5.4; 3.9.3 y 3.10.5.

3.2.4 *Fuerza mayor (Artículo 12)*

Contribución

“Sugerimos especificar mejor los valores de temperatura considerados para fuerza mayor”.

Respuesta

De acuerdo a la solicitud planteada en esta contribución, se especificará que se entiende “temperatura” según la definición dada por la Dirección Nacional de Meteorología.

Otras contribuciones sobre causales de fuerza mayor en 3.5.10; 3.7.3; 3.9.2; 3.10.4.2 y 3.10.7.1.

3.2.5 *Almacenamiento de datos (Artículo 27)*

Contribución

“En el Título IV, Almacenamiento de Datos (pag. 9), se define que se usarían procedimientos auditables para almacenar datos, pero no se define quien audita (suponemos que es la UREE), y si se auditaría o no el software utilizado y las bases de datos a utilizar”.

Respuesta

Las auditorías -independientemente de las que UTE haga internamente- serán realizadas por el Regulador, sobre todo el proceso de obtención, almacenamiento y procesamiento de la información.

3.2.6 *Conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia (Artículo 68)*

Contribución

“Los plazos para la conexión de nuevos usuarios, así como las modificaciones de potencia, parecerían muy extensos, en particular cuando no son necesarias modificaciones en la red”.

Respuesta

La Asociación de Ingenieros considera que los plazos previstos para estas obras son muy extensos, en particular cuando no son necesarias modificaciones en la red.

Para establecer estos plazos se consideraron no solo los tiempos efectivos de ejecución sino los necesarios para la gestión de los materiales y coordinación de la obra.

Más información sobre los criterios que se utilizaron para definir estas metas en 3.10.11.2.

Otras contribuciones sobre metas de calidad comercial en 3.10.11.

3.2.7 Indicadores de tensión. Medidas de los usuarios**Contribución**

“Proponemos que se permita a los usuarios hacer su medida de calidad de servicio, con equipos previamente aceptados por la UREE, a efectos de contrastar los valores obtenidos por el distribuidor y/o usuarios como elemento de reclamación, aunque no esté medido entre los clientes medidos”.

Respuesta

Se acepta la sugerencia de que todo usuario podrá tener, a su costo, un registrador de eventos en un punto de suministro, de modo de realizar un registro independiente de la calidad del servicio. Estos equipamientos deberán ser homologados según la normativa que establezca el Regulador y la instalación deberá ser aprobada por el Distribuidor. Asimismo, la extracción y evaluación de la información de los mencionados registradores será realizada en presencia de UTE, de acuerdo a las pautas establecidas por el Reglamento de Calidad, a efectos de tener validez para las compensaciones que correspondan.

La realización de registros independientes no obsta que deban respetarse el resto de las disposiciones incluidas en el Reglamento, por ejemplo, los períodos de control.

Otras contribuciones sobre registros de calidad independiente por parte de los usuarios en 3.5.9 y 3.6.3.

3.3 CALIGARI, DIEGO**3.3.1 Definición Agrupamientos T2 y T3 (Artículos 4 y 15)****Contribución:**

“He realizado una lectura del nuevo reglamento de calidad de servicio de distribución y me surge una duda respecto a la calidad que se le exige al distribuidor respecto a los clientes de subtransmisión.

A los clientes conectados directamente a la Subtransmisión se les considera en el agrupamiento T4 (Artículo 4) para el cálculo de los indicadores de calidad. Sin

embargo para el cálculo de los indicadores a1MT, a2MT, a3MT y a4MT (Artículo 15) se considera al conjunto de consumidores conectados directamente en MT que incluye a la Subtrasmisión, por lo tanto a los consumidores conectados a la Subtrasmisión se los considerara para el cálculo de los indicadores a1MT, a2MT, a3MT, a4MT y T4.

A continuación se transcribe dos definiciones del Reglamento general del marco regulatorio del sistema eléctrico nacional:

Media tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 1.000 (mil) Voltios y menores o iguales a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios.

Subtrasmisión: Son las líneas de Media Tensión de tensión máxima de servicio superior a 24.000 (veinticuatro mil) Voltios e inferiores o iguales a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios, cuya función principal es conectar un área de distribución con el sistema de transmisión o bien dos áreas de distribución entre sí, que sean calificadas de tales por el Regulador, y las estaciones de transformación Media-Media Tensión”.

Respuesta:

La contribución señala que, de acuerdo a las definiciones del Reglamento General, la categoría “usuarios de media tensión” incluye a los usuarios de Subtrasmisión, por lo cual no resulta clara la definición de Agrupamientos del proyecto de Reglamento.

Para solucionar este problema se agregará la siguiente precisión en las definiciones de los Agrupamientos T2 y T3 incluidas en el Artículo 4:

b) T2: Considera los Consumidores de un área geográfica perteneciente a la zona de servicio del Distribuidor, excluidos los consumidores conectados directamente a la subtrasmisión. Inicialmente se considerarán las áreas geográficas correspondientes a cada Distrito administrativo de UTE.

c) T3: Considera los Consumidores de cada área geográfica pertenecientes a una o más Áreas de Distribución Tipo (ADT), excluidos los consumidores conectados directamente a la subtrasmisión.

3.4 CASARAVILLA, GONZALO

3.4.1 Definición de perturbaciones a ser controladas (Artículos 39 y 40)

Contribución

“El Reglamento de distribución de energía eléctrica aprobado establece:

Artículo 94. La calidad del producto técnico se refiere al nivel de tensión en el punto de conexión y a las perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión, y armónicas.

La propuesta en consideración, coherente con la formulación anterior propone:

Artículo 38. Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Artículo 39. Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

El que no se verifique cierto *nivel de tensión* también es en sí una perturbación. Con esta aseveración se pretende marcar la gran diversidad de definiciones que hay en esta temática. Sólo basta observar la normativa IEC y la IEEE para notar el amplio espectro de definiciones que no siempre son coincidentes.

Nuestra propuesta adopta las definiciones ya establecidas en cuanto a tratar por separado a la perturbación “nivele de tensión de régimen permanente”. Sin embargo, si bien esta propuesta debió haberse hecho cuando se puso en consulta técnica el Reglamento de Distribución, se propone una formulación diferente respecto a las perturbaciones que se regularán.

Se intentará usar definiciones y denominaciones por la mayoría aceptadas.

Asimismo se buscó una mínima reformulación del documento propuesto.

El espíritu es evitar hacer referencia a normativa internacional sin decir cuál como asimismo intenta evitar establecer una norma de referencia sin determinar los necesarios procedimientos de control, medida etc.

Con la redacción aquí propuesta claramente se deja el tema de las *perturbaciones* (ya que sí están incluidos en el texto en consulta los aspectos más importantes que son los cortes y el nivel de tensión) para una próxima etapa reguladora.

Por tanto se propone:

Artículo 39. Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas (sag) o subidas (swell) de tensión de corta duración, las armónicas, los impulsos transitorios y los desequilibrios.

Artículo 40. Sin perjuicio en lo que se establece en el artículo 45 sobre niveles de tensión, el Distribuidor será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación y de acuerdo a la reglamentación que se defina, un nivel inferior al Nivel de Referencia. Se considerará que el nivel de perturbaciones para un tipo dado es inferior al Nivel de Referencia si lo es con una ocurrencia superior al 5% no inferior al 95% (noventa y cinco por ciento). Los límites admisibles para los niveles de referencia que registrarán en el régimen permanente se fijarán teniendo en cuenta las normas internacionales.

El Distribuidor deberá adoptar medidas conducentes a:

- a. Alcanzar límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus

propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores definidos en la reglamentación aplicable.

- b. Controlar a los Grandes Consumidores conectados en la red de distribución.
- c. Impulsar, conjuntamente con el Regulador, la aprobación de normas de fabricación y su adopción en la adquisición de equipos propios y de los usuarios”.

Respuesta

Las definiciones propuestas en esta contribución se tomarán como base para especificar las perturbaciones a controlar (Artículo 39):

“Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (*flicker*), las caídas (*sag*) o subidas (*swell*) de tensión de corta duración, las armónicas, los impulsos transitorios y los desequilibrios”.

Se acepta asimismo el cambio de “norma internacional” por “reglamentación vigente” propuesto para el Artículo 40.

Otras contribuciones sobre definición de perturbaciones a controlar en 3.2.2; 3.8.1 y 3.10.9.

3.4.2 Muestreo para mediciones de niveles de tensión

Contribución

“En Uruguay hay aproximadamente 10.000 estaciones URBANAS y 24.000 estaciones RURALES MT/BT.

Supongamos que se pretende evaluar la calidad de los niveles de tensión de una empresa distribuidora que tiene todas las referidas estaciones MT/BT.

Si consideramos que se deben hacer medidas de 7 días, quiere decir que tendremos aproximadamente $10.000 \times 4 = 40.000$ y $24.000 \times 4 = 96.000$ posibles medidas por mes en estaciones URBANAS y RURALES respectivamente.

Por tanto el requisito de 2% para estaciones URBANAS daría 200 muestras y el requisito de 0.5% para estaciones RURALES daría 120 muestras.

Si nos atenemos a la norma ‘UNIT 472-75: Inspección por atributos’ para un lote de 35000 a 150000 unidades, tomando un Nivel de Inspección II (es el inicialmente recomendado), se está en la clasificación N.

Si hacemos un ‘Plan de muestreo Simple para inspección Normal’ (también es el inicialmente recomendado), se deberían tomar 500 muestras.

Por tanto las muestras solicitadas parecerían en principio insuficientes desde el punto de vista estadístico.

Si se pasara a un 'Plan de muestreo Simple para inspección Simplificada' (es al plan que habría que pasar luego de un tiempo de obtener buenos resultados), para la clasificación N se deberían tomar 200 muestras.

Si tenemos en cuenta que la reglamentación en consideración establece que se debe satisfacer un 5% de fallas para rechazar la muestra, eso correspondería a 10 medidas fuera de lo admitido lo cual corresponde a un AQL de 1.5%.

Por tanto se podría decir con un 95% de certeza que a lo sumo 1.5% de las estaciones No satisface la reglamentación (siempre y cuando medidas previas siempre dieron también resultados satisfactorios). Un AQL de 1.5% podría ser razonable como asimismo asumir inicialmente que se está en buenas condiciones por lo que se arrancararía aplicando la "Inspección Simplificada". Sin embargo de constatarse rechazos de las partidas (campana de medidas mensuales) habría que pasar a una mayor muestra.

Por otra parte, si consideramos adecuada la selección de las 200 muestras para las estaciones URBANAS, no se estaría exigiendo en la misma medida a las estaciones RURALES (recordar que se solicitan 120 muestras por mes).

En todo caso, teniendo en cuenta que las instalaciones URBANAS son menos que la mitad que las RURALES, parecería razonable aumentar el número de muestras de esas últimas.

De acuerdo a lo previsto en el Artículo 51, los 50 equipos adicionales previstos contribuyen sustancialmente y por lo dicho anteriormente parecería razonable destinarlos a estaciones rurales.

Respecto a la situación al finalizar el régimen transitorio, si se tiene en cuenta que hay aproximadamente 1.200.000 servicios, daría aproximadamente 300 muestras, lo cual reduce levemente los niveles de control de calidad en consideración en el régimen inicial y transitorio. Teniendo en cuenta que ya en la etapa transitoria se disponía de una capacidad de obtener (200+120+50) muestras, podría aumentarse, sin aumentar los costos de inversión, la cantidad de muestras solicitadas.

Es de destacar que en virtud de que la variable medida (tensión de suministro) es cuantificable en forma variable y se pueden obtener estadísticas de su comportamiento, se podría pensar en pasar a un esquema de medida de la calidad en base a la Norma 'UNIT 750-91: Inspección por variables' que permitiría achicar el tamaño de las muestras considerablemente (a costa de complicar el procedimiento de medida y gestión)".

Respuesta

Según información suministrada por UTE, existen 21.588 subestaciones MT/BT rurales y 9.447 urbanas. Las subestaciones MT/BT rurales atienden 129.886 consumidores, en tanto que las urbanas atienden 1.039.571 consumidores.

Dado que el Regulador pretende verificar la calidad de servicio que reciben los clientes, es razonable que los porcentajes fijados para la realización de mediciones en subestaciones rurales y urbanas sean diferentes. Debe tenerse en cuenta, además, que las compensaciones se aplicarán a nivel de usuarios individuales.

3.5 COMPAÑÍA URUGUAYA DE CEMENTO PORTLAND (CUCPSA)

3.5.1 *Metas y compensaciones (Artículo 4)*

Contribución

“El Proyecto presentado por la UREE, establece la siguiente definición:

‘Metas: Valores límites admisibles para los Indicadores Globales e Individuales, por fuera de los cuales el Distribuidor debe compensar a los usuarios de acuerdo con lo establecido en este Reglamento’.

En la práctica, todos los eventos en el suministro de energía perjudican a los usuarios. Por lo tanto entendemos que la compensación se debería aplicar en todos los casos, aún cuando los valores límites para los Indicadores Globales e Individuales no sean excedidos.

En todo caso, sugerimos que exista una escala diferenciada de compensaciones, cuando fueran excedidas las citadas Metas de Continuidad.

Solicitamos que el término “meta” se defina como:

‘Metas: Valores límites para los Indicadores Globales e Individuales, por fuera de los cuales el Distribuidor debe compensar a los usuarios en un monto mayor, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento’.

Las fórmulas para el cálculo de compensaciones y el texto de los artículos 19 a 24 cambiarían consecuentemente, ya que siempre que existan eventos corresponderían compensaciones.

Los valores de las metas de continuidad para cada indicador no deberían participar por lo tanto, en forma directa, en el cálculo de compensaciones.

Se propone que se introduzca un nuevo factor amplificador en cada fórmula de compensación, de acuerdo con la meta de continuidad establecida para cada Indicador. Dicho factor tomaría valores mayores cuando el valor de la Meta de continuidad para el indicador en cuestión fuera excedido.

Se debe contemplar que las Metas a establecer se actualicen en forma periódica. Las mismas deben definir límites transitorios que, buscando la mejora continua,

a futuro se fijarían teniendo en cuenta estándares internacionales más exigentes”.

Respuesta

CUCPSA solicita que se apliquen compensaciones en todos los casos en que se registren interrupciones, aún cuando no se hayan excedido las metas, ya que “todos los eventos en el suministro de energía perjudican a los usuarios”. Propone, además, que cuando se sobrepasen las metas dichas compensaciones sean de un monto mayor.

La regulación consagrada en el Reglamento de Distribución reconoce al Distribuidor una remuneración (que se traduce en una tarifa) asociada a la red adaptada. Cada red tiene un valor de falla intrínseco asociado.

Existen dos aproximaciones posibles para lograr que un consumidor sea compensado por todas las interrupciones.

La primera consiste en adoptar una red con una calidad de servicio perfecta (tendiendo a cero interrupción) y remunerar al Distribuidor por la misma. Esto resultaría en una inversión excesivamente alta, que seguramente los usuarios no estarían dispuestos a pagar en las tarifas. Esta opción fue descartada.

La segunda aproximación consiste en aceptar una red adaptada con un valor de interrupciones asociado distinto de cero y sumar, a la tarifa base, una sobre-tarifa equivalente al monto que debería compensar el Distribuidor a los usuarios por las interrupciones intrínsecas a esa red adecuadamente mantenida. En consecuencia, los consumidores pagarán una tarifa base más alta pero recibirán compensaciones por todas las fallas. Si el distribuidor mantuvieran la calidad asociada a la red adaptada, los usuarios desembolsarían –como tarifa menos compensaciones-, el equivalente a la tarifa asociada a esa red adaptada, con el nivel de falla correspondiente a las interrupciones intrínsecas. El Distribuidor, por su parte, recibiría una remuneración mayor a la correspondiente a la red que se le reconoce pero, finalmente, a través de las compensaciones, devolvería a los usuarios la sobre-tarifa por el nivel de fallas esperado. De esta manera, el Distribuidor tendría un incentivo a mejorar su calidad más allá de los niveles asociados a la red, para aumentar sus ingresos conservando una parte de la sobre-remuneración.

La reglamentación propuesta reconoce una red adaptada con un valor de interrupciones intrínsecas asociado distinto de cero pero opta por pagar compensaciones solo cuando se supera el umbral. Los incentivos que percibe del Distribuidor, en este caso, lo conducen mantener la calidad en el umbral. De esta manera, el consumidor promedio recibirá la calidad por la que está dispuesto a pagar.

Otras contribuciones sobre compensaciones a los usuarios en 3.6.1; 3.6.6; 3.7.5; 3.10.6.1; 3.10.6.2; 3.10.6.3; 3.10.6.4; 3.10.6.5 y 3.10.11.10.

3.5.2 Contabilización de interrupciones (Artículo 12)

Contribución

“Según la definición considerada en el Art.4, Pág.2 del proyecto de UREE, y a lo previsto en el Art. 12, se tomaría en cuenta para el cálculo de indicadores en el régimen permanente, una duración mínima de la interrupción de 1 (un) minuto, y mayor a 3 (tres) minutos en el período de transición.

Consideramos que, al menos para el suministro a Grandes Consumidores, la interrupción debería ser definida como ‘falta de tensión o disminución de la misma a valores inferiores al 10% (diez por ciento) de la tensión nominal disponible (...) durante un tiempo mayor a 50 (cincuenta) milisegundos, o por debajo del 80% de la nominal de la red durante un tiempo mayor a 1 (un) segundo’, y deberían ser contabilizadas para el cálculo de indicadores cuando se excedieran estos límites.

Se propone por tanto la modificación del Art.12 como sigue:

‘Para el cálculo de indicadores se tendrán en cuenta todas las interrupciones de duración superior a 1 (un) segundo, durante el régimen transitorio de vigencia de este Reglamento, y superiores a 50 (cincuenta) milisegundos durante el régimen permanente’.

Nota: La anterior consideración se basa en que, para consumidores del tipo industrial como C.U.C.P.S.A., ante un evento de las características mencionadas, las protecciones electrónicas de los equipos industriales se disparan y el proceso de fabricación se interrumpe totalmente, ocasionando un perjuicio económico igual ó mayor al de una interrupción de 3 minutos, ya que; además de provocar el paro de la planta; la falla suele ser el motivo del desencadenamiento de una sucesión de hechos y acciones internas hasta que se logra reponer el servicio de la planta al nivel de actividad que tenía antes de haberse presentado la falla. Este perjuicio económico tiene un valor de base y aumenta linealmente con el tiempo de duración de la interrupción, tal como hemos transmitido formalmente a autoridades de UTE en varias oportunidades”.

Respuesta

El evento que menciona la contribución corresponde a las perturbaciones denominadas “caídas de tensión” o “sag”, a las que se refiere el Título I, de la Sección III. Los valores de referencia y metas para este concepto serán objeto de próximos estudios y reglamentaciones.

Para la definición de las perturbaciones a controlar se tomará como base la aportada como contribución a esta Consulta Pública (3.4.1).

3.5.3 *Interrupciones originadas en instalaciones internas de los usuarios (Artículo 12)*

Contribución

“En el Art. 12 se explicita que para el cálculo de indicadores se tendrán en cuenta ‘todas las interrupciones programadas y no programadas, excepto aquellas comprendidas en los supuestos de perturbación que provocan un Estado Anormal de Operación de un Sistema Eléctrico de Distribución’.

La definición del mismo se encuentra en Art. 4, Pág. 2: ‘una condición de operación en que la suficiencia y seguridad de sus instalaciones eléctricas no permiten abastecer en forma íntegra y continua el consumo de sus usuarios, cuando se producen perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución de origen *externo* a la empresa de distribución’. En esta definición se debería explicitar:

‘...Quedarán excluidas de esta categoría aquellas perturbaciones provocadas por los usuarios de la red de Distribución’

... ya que *las instalaciones de distribución deben asegurar que cualquier falla en un nodo consumidor sea separada en forma rápida de la red, de manera que sus efectos sobre otros consumidores sean minimizados*. Esta condición se logra con un adecuado dimensionamiento, ajuste y mantenimiento de las protecciones, elementos de maniobra, etc., cuya responsabilidad está a cargo del distribuidor”.

Respuesta

La URSEA coincide con el planteo de esta contribución, que puntualiza que es obligación del Distribuidor proteger su red de manera que las fallas originadas por un consumidor no afecten al resto de los usuarios. En función de este principio, la solicitud de CUCPSA ya está contemplada en el Artículo 12 del proyecto de Reglamento, que establece que “serán contabilizadas las interrupciones provocadas por usuarios de la red de Distribución que afecten a terceros usuarios conectados a dicha red”.

Las interrupciones originadas por usuarios no serán contabilizadas, en cambio, cuando afecten solo al usuario que las provocó.

Sobre este punto ver también 3.9.4 y 3.10.4.4.

3.5.4 *Metodología para fijación de metas. Metas de calidad crecientemente exigentes*

Contribución

“Las condiciones de suficiencia y seguridad de las instalaciones deberían tomar como base de referencia la mejor tecnología disponible en instalaciones standard a nivel mundial.

La UREE debería realizar estudios periódicos de los costos de falla, de manera de actualizar las penalizaciones impuestas al distribuidor, e impulsar la inversión en nuevas tecnologías y equipamientos que permitan mejorar la calidad del servicio, en función de los costos que dichas inversiones requerirían, y las exigencias de calidad y precio de los consumidores.

Estimamos que es responsabilidad de la UREE la fijación de objetivos a largo y mediano plazo, para la mejora continua de las redes existentes. De estos objetivos, que deberían ser de conocimiento público, se derivaría el plan de inversiones que el distribuidor debería cumplir para que la calidad del suministro fuera poniéndose gradualmente en condiciones de igualdad con el ofrecido por instalaciones de primer nivel a escala mundial (en procura de estándares similares de calidad y precio).

De esta manera, la expectativa de evolución de la calidad del servicio estaría en conocimiento de todas las personas y/o grupos empresarios que estén establecidos en el país o que proyecten invertir en él, permitiendo evaluar previsiones a largo plazo en rubros en los que la calidad del suministro energético juega un papel importante.

Los mecanismos y términos que delimiten la evaluación de la instalación existente, de las mejores tecnologías disponibles, y de los costos de falla, deberían estar definidos en el mismo reglamento de calidad de servicio”.

Respuesta

Esta contribución propone la fijación de metas de calidad crecientemente exigentes que establezcan objetivos en materia de tecnología e inversión, un mecanismo que no es compatible con la metodología vigente.

La metodología de determinación de la remuneración al Distribuidor (Reglamento de Distribución, Artículo 85) establece un monto necesario de capital, operación, mantenimiento y administración para una empresa de referencia que atienda la demanda, con una calidad establecida, en forma eficiente tanto en la gestión como en la tecnología utilizada.

A través de esta forma de remuneración, la regulación incentiva el desempeño eficiente de la empresa y controla los resultados. No interviene, por lo tanto, en la gestión interna, que incluye la definición de la tecnología a utilizar y sus planes de inversión.

Los objetivos a mediano plazo en materia de calidad están establecidos en el proyecto de Reglamento en las metas del régimen permanente. No obstante, antes de la primera revisión tarifaria (cuatro años después de la fijación de tarifas), el Regulador se propone realizar un nuevo estudio de costo de falla, a efectos de determinar las exigencias de calidad y disposición a pagar por ella de los consumidores. El último estudio de costo de falla fue realizado por UTE hace cinco años.

Sobre metas de continuidad del servicio ver también 3.2.3 y 3.10.5.

Otra metodología para la fijación de metas es propuesta en 3.9.3.

3.5.5 *Momento de la ocurrencia del evento*

3.5.5.1 *Efectos sobre la discriminación horaria (Artículo 19)*

Contribución

“Dado que las interrupciones en el servicio afectan la discriminación horaria del consumidor, solicitamos que las compensaciones a los usuarios se efectúen de acuerdo al valor de la energía no consumida en el horario de tarifa más elevada (normalmente horario punta). En una buena administración de los cuadros tarifarios una interrupción de la producción en cualquier horario, significa que se deba compensar esa falta, en un horario en el que no estaba previsto producir, seguramente con una mayor tarifa”.

Respuesta

El factor de ponderación horaria dependiente de la tarifa que se solicita en esta contribución está previsto en el Artículo 19 del proyecto de Reglamento como w_k . El valor inicial de este ponderador está fijado en 1 (uno) en el proyecto y será adecuado una vez finalizados los estudios en curso sobre curvas de carga de distintos tipos de consumidores y costo de falla.

Sobre el factor w_k ver también 3.10.6.3.

3.5.5.2 *Estado de carga del consumidor (Artículos 19 al 21)*

Contribución

“Artículos 19 al 26: Dado que las interrupciones en el servicio afectan en distinta medida al usuario, en función del estado de marcha o parada de sus procesos productivos, se solicita que se agregue en cada artículo la aclaración que, para Grandes Consumidores, el cálculo de las compensaciones se realizará definiendo al factor FMP_i de la siguiente manera:

FMP_i : monto total en pesos (\$) de la factura mensual promedio correspondiente al Consumidor i calculada con el consumo promedio de dicho usuario, según el estado de carga registrado con medidor continuo y permanente en barras de su Puesto de Medida, inmediatamente antes del momento de la interrupción.

Este requerimiento se plantea por cuanto, para el caso concreto de nuestra planta, el régimen de marcha y parada responde a las fluctuaciones del mercado. De la estadística de interrupciones en el suministro de energía que hemos tenido en el transcurso del presente año, 13 (trece) de las 14 (catorce)

interrupciones acontecidas fueron con planta en marcha. Si la compensación se efectuara de acuerdo con el consumo promedio de los últimos seis meses, estimamos que la misma no sería correcta, ya que la mayor parte de las interrupciones ocurrieron en los momentos más desfavorables para nuestro proceso productivo”.

Respuesta

Las compensaciones incluidas en el proyecto de Reglamento están asociadas a la disponibilidad actual de información. Según se señaló en el punto 3.5.5.1, en el futuro se darán los valores representativos al factor w_k , y se realizará la actualización de los estudios de costo de falla.

3.5.6 Interrupciones programadas (Artículo 12)

Contribución

“Se propone considerar la posibilidad de que clientes que preacuerden con el distribuidor las pautas para cortes programados, reciban (p.ej.) un beneficio en la tarifa de energía, a cambio de que los cortes de ese tipo sean penalizados de distinta manera”.

Respuesta

Se propone que los clientes que preacuerden con el distribuidor las pautas para cortes programados, reciban un beneficio en la tarifa de energía, a cambio de que los cortes de ese tipo sean penalizados de distinta manera.

Para contemplar el problema señalado en esta contribución se incorporará en el proyecto de Reglamento una cláusula que establezca que en aquellos casos en que se trate de cortes programados que afecten exclusivamente a un usuario, el Distribuidor deberá coordinar con dicho usuario procurando minimizar la afectación.

Similar solución no puede preverse para las instalaciones que no son exclusivas, dado que la coordinación con un cliente afectaría al resto de los usuarios de esa red.

Sobre la consideración de los cortes programados ver también 3.7.1.4; 3.10.1.4; 3.10.4.3 y 3.10.6.4.

3.5.7 Compensaciones por desvíos de tensión (Artículo 45)

Contribución

“No se consideran suficientes las penalizaciones ya previstas en el proyecto de calidad de servicio establecido por la UREE, respecto a la forma de sancionar al distribuidor por niveles de tensión.

Entendemos que no existe razón para penalizar solo cuando el 3% de las mediciones se encuentren fuera de los límites establecidos. Todas las mediciones fuera de rango deberían ser penalizadas.

Redacción alternativa Art. 45:

“El Distribuidor deberá compensar a los usuarios afectados de acuerdo con la siguiente expresión:”

$$\text{\$CVT}_i = \text{TmC}_i \times \text{FMP}_i \times \text{A}_p$$

Se considera de escaso valor (a los fines de evaluar la calidad de servicio) tomar lecturas promedio cada 15 minutos, ya que variaciones fuera del rango admisible en tiempos muy inferiores pueden ocasionar perjuicios a la instalación del consumidor.

Se sugiere la implementación de indicadores adicionales basados en muestreo y registro informatizado de valores de tensión promediados cada segundo.

Esto sin perjuicio del reclamo de compensaciones adicionales por todos los daños que las variaciones en los niveles de tensión provocaran en las instalaciones del usuario”.

Respuesta

CUCPSA considera insuficientes las compensaciones previstas (aplicables cuando el 3% de las mediciones estén fuera de los límites establecidos) y propone que el consumidor sea resarcido por todas las mediciones fuera de rango.

También considera insuficientes las mediciones promediadas en 15 minutos y propone la implementación de indicadores adicionales basados en muestreo y registro informatizado de valores de tensión promediados cada segundo.

Eventos de la magnitud a que se refiere esta observación no son considerados en este proyecto de Reglamento como desvíos en los niveles de tensión, sino como Perturbaciones, a las que se refiere el Título I, Sección III de dicho proyecto. Para la definición de las perturbaciones a controlar se tomará como base la aportada como contribución a esta Consulta Pública (3.4.1). Los valores de referencia y metas para este concepto serán objeto de próximos estudios y reglamentaciones, según se explica en 3.2.2.

Otras observaciones sobre compensaciones a los usuarios en 3.5.1; 3.6.1; 3.6.6; 3.10.6.1; 3.10.6.2; 3.10.6.3; 3.10.6.4 y 3.10.6.5.

3.5.8 Variaciones rápidas en los niveles de tensión

Contribución

“En el reglamento se deberían contemplar penalizaciones a variaciones rápidas, y de elevada magnitud, en la tensión de suministro en media y alta tensión a grandes consumidores, que no puedan ser compensadas por los reguladores bajo carga de los consumidores, independientemente de la tensión con que trabaja la red en el momento del evento.

Se solicita que el reglamento establezca penalizaciones para el distribuidor en caso que existan variaciones de tensión (especialmente aumentos de tensión) mayores al 10% de la nominal, en tiempos relativamente cortos (en principio inferiores a 5 segundos).

El monto de la sanción debería aumentar en forma exponencial con la variación en aumento de la tensión instantánea, cuya magnitud supere el 10% de la tensión nominal, en un tiempo menor o igual a 5 (cinco) segundos. Esto creemos que es muy importante, ya que variaciones instantáneas de tensión muy elevadas, pueden generar daños en las instalaciones del cliente, sin estar aparentemente consideradas ni penalizadas en el proyecto actual de la UREE”.

Respuesta

Los eventos a los que se refiere esta contribución están contemplados en el capítulo Perturbaciones (ver 3.2.2 y 3.4.1).

3.5.9 Puntos de medida (Artículo 49)

Contribución

“A fin de llevar un adecuado control de las perturbaciones en el suministro, se solicita que el reglamento estipule (en el Art. 49, p.ej.) la instalación de registradores de eventos permanentes e informatizados en cada puesto de medida de grandes consumidores.

Redacción alternativa Artículo 49:

‘A partir de los 6 (seis) meses de la aprobación de este Reglamento, el distribuidor deberá llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras de todas las estaciones de subtransmisión y transmisión, y de todos los puestos de medida de Grandes Consumidores (...)’

En nuestro caso particular (CUCP-Minas), existe un puesto de conexión de UTE, que alimenta exclusivamente a nuestra planta. Entendemos que en nuestro puesto de medida debería existir un registrador de eventos de UTE.

Se considera insuficiente instalar medidores en barras de estaciones de transmisión y ST, porque la calidad del servicio aguas abajo puede no ser reflejada a través de estos medidores.

En todo caso, todo Gran Consumidor debería poder solicitar la instalación de registradores de eventos en sus puestos de acometida, a su costo y homologados por la UREE, a los fines de medir la calidad de servicio en forma permanente, y evaluar los indicadores individuales de calidad en base a esas mediciones”.

Respuesta

Los eventos a los que se refiere esta contribución están contemplados en el capítulo Perturbaciones (ver 3.2.2 y 3.4.1).

Se propone, además, la habilitación a los usuarios de tener registradores de eventos independientes, lo cual se acepta en las condiciones descritas en 3.2.7.

3.5.10 Causales de fuerza mayor (Tabla 7)

Contribución

“Tabla 7: En el proyecto se ha incluido Poda (Causal 018), vientos (Causal 021) y Descargas Atmosféricas (Causal 011). Se solicita que, en la versión definitiva, se los incluya con consideraciones.

A nuestro entender, el caso de poda no sería causal de fuerza mayor, aún si fuera efectuada por terceros sin conocimiento del Distribuidor, ya que la vigilancia de poda programada o no, de árboles en las inmediaciones de líneas de distribución debe formar parte del mantenimiento y supervisión de las mismas, cuya responsabilidad está a cargo del Distribuidor. En todo caso si el daño fuera ocasionado por un tercero le cabría al distribuidor la posibilidad de actuar judicialmente contra aquél a efectos de compensar los daños.

En el caso de las Descargas Atmosféricas y Vientos, si bien muchas interrupciones pueden deberse a condiciones climáticas extremas, el efecto de éstas puede reducirse tomando medidas que van desde un adecuado diseño de las líneas (dimensionamiento de postación, conductores y aisladores, altura de hilos de guardia, puestas a tierra, etc.) hasta un correcto mantenimiento de las mismas.

Proponemos, por tanto, que se establezcan límites a la cantidad de perturbaciones de corta duración en un Período de Control, motivadas por estos causales. La cantidad de eventos que superen estos límites no se incluirían en causales de fuerza mayor y se aplicarían penalizaciones al distribuidor.

Aquellos eventos que tengan su origen en estos causales e impliquen salida de servicio de las líneas por tiempos prolongados, por daños a las mismas, deberían ser evaluados en detalle por la UREE para verificar que se encuadren entre los causales de fuerza mayor, y no obedezcan a otras causas como deficiencias de diseño o mantenimiento.

Nota: No hemos profundizado en la evaluación de parámetros de referencia, o ejemplos de normativa internacional relacionada con este tema, pero entendemos que se trata de un tópico en el que las características de diseño y mantenimiento tienen incidencia relevante en lo relativo a calidad de servicio,

por lo que creemos de suma importancia que la reglamentación a prever tenga en cuenta las responsabilidades del distribuidor, y fije metas al respecto”.

Respuesta

En esta tabla se indican códigos de posibles causales. Para constituir efectivamente causales de fuerza mayor los sucesos deben quedar enmarcados en ese concepto, es decir, debe tratarse de eventos extraños al Distribuidor, imprevisibles e irresistibles que imposibiliten cumplir debidamente con el servicio de distribución. Todo ello debe ser acreditado ante el Regulador.

Sobre causales de fuerza mayor ver también 3.2.4; 3.7.3; 3.9.2; 3.10.4.2 y 3.10.7.1.

3.5.11 *Desbalances de tensión*

Contribución

“Se deberían generar sanciones al distribuidor en caso de desbalances de las tensiones de alimentación superiores al 10% de la tensión nominal”.

Respuesta

La inclusión de este indicador está prevista para una próxima etapa.

3.5.12 *Interrupciones por errores de maniobra*

Contribución

“No se encontraron referencias a interrupciones provocados por errores de maniobra. Los cortes de suministro derivados de estos errores deberían ser penalizados en el 100% de los casos”.

Respuesta

La URSEA entiende que no existen razones para diferenciar estas interrupciones de otras interrupciones penalizables.

3.5.13 *Interlocutor en el Distribuidor*

Contribución

“No se establece con claridad el interlocutor al que recurrirán los consumidores en caso de fallas en el suministro, programadas o intempestivas. Esto es particularmente importante porque para reiniciar la marcha, es necesario saber si el sistema quedó en condiciones estables, si se van a seguir realizando maniobras con riesgo de nuevos cortes o, en su defecto, tener una estimación confiable del tiempo de reposición”.

Respuesta

En una situación normal no deberían suceder los casos mencionados por CUCPSA. El Reglamento de Distribuidor establece que el Distribuidor debe implementar un sistema

de atención de consultas y reclamos. De existir situaciones irregulares, el usuario podrá realizar las reclamaciones que estime pertinentes.

3.6 ELENTER, ERNESTO

3.6.1 *Compensaciones*

Contribución

“En la página 6, se establece que ‘En caso que las compensaciones superaren el monto de aquella, los descuentos deberán realizarse en las siguientes facturas hasta completar la compensación’.

Sería apropiado establecer un mecanismo por el cual el usuario pudiera cobrar en efectivo. Supongamos que la compensación, equivale al consumo de 1 año, en ese caso el usuario debería esperar un tiempo demasiado largo para hacer efectivo el cobro. (Incluso se podría producir el absurdo, que durante ese año, el inmueble pase a ser alquilado por un tercero, quien se beneficiaría a expensas del anterior)”.

Respuesta

La contribución propone incluir mecanismos para el cobro al contado de las compensaciones cuando éstas superan el valor de la factura mensual.

Al respecto cabe señalar que la regulación propuesta persigue un doble objetivo: velar por que los usuarios reciban las compensaciones correspondientes cuando no se satisfacen los requisitos de calidad, sin comprometer la solvencia del Distribuidor, indispensable para mantener el servicio. Este segundo objetivo podría verse comprometido si un significativo número de afectados recibiera compensaciones al contado, que superaran los ingresos mensuales del Distribuidor correspondientes a los mismos.

Debe también aclararse que la solución prevista en el reglamento es la de principio y que quien tiene el derecho a recibir la compensación es la persona titular del suministro en cuestión, con lo que no es posible que una tercera persona se beneficie de la misma. La compensación no se asocia al bien inmueble en donde se efectiviza el suministro. Ciertamente que si esa persona cesa su suministro, podría requerir el pago del saldo de la compensación, o que la misma se efectivice mediante descuentos en las facturas de otros suministros que la persona tenga, lo que debe quedar bien especificado.

Otras observaciones sobre compensaciones a los usuarios en 3.5.1; 3.6.6; 3.7.5; 3.10.6.1; 3.10.6.2; 3.10.6.3; 3.10.6.4 ; 3.10.6.5 y 3.10.11.10.

3.6.2 *Información al usuario (Artículos 36 y 37)*

Contribución

“En las paginas 11 y 12, se establece que el Distribuidor deberá incluir en la factura de los usuarios informaciones tales como, el nombre del agrupamiento al que pertenece, metas semestrales de indicadores globales, etc.

En mi opinión esa información solamente será entendida por un muy reducido número de usuarios calificados. Para el resto, la buena intención de dotar de información al usuario, podría operar en el sentido opuesto al esperado, al agregarle mayor complejidad a la factura de UTE y confundir así al usuario con datos que le resultan de difícil interpretación.

Una alternativa podría consistir en incluir esa información en las facturas de ciertos tipos de clientes (por ejemplo, Grandes Consumidores), y para el resto del universo de los usuarios, comunicarlo por otra vía (por ejemplo, mediante carta semestral enviada por el Distribuidor al usuario explicando el significado de los parámetros y el resultado de las mediciones recientes)”.

Respuesta

La observación señala dudas sobre la utilidad de incluir en la factura mensual información relativa a las metas vigentes y al desempeño de la empresa, por considerarla excesivamente compleja.

La URSEA considera prioritaria la transparencia y buena información al usuario. De esta manera, el propio consumidor tendrá los instrumentos para controlar la calidad del servicio que recibe y compararla con la que tiene derecho a recibir. Presentar esa información de forma clara es responsabilidad del Distribuidor y el Regulador. Asimismo, no se descarta utilizar otras vías de comunicación para orientar a los usuarios sobre cómo entender correcta y útilmente dicha información.

Sobre información al usuario ver también 3.10.8.

3.6.3 *Indicadores de tensión. Mediciones (Artículo 43)*

Contribución

“En la página 13, se establece un período de 15 minutos de duración como intervalo de medición, y luego se establece que se evaluará ‘la media de los valores eficaces instantáneos medidos’.

Sería deseable que se reglamente, la manera precisa de medir, y de calcular la media. De esta manera se evitarán discusiones posteriores sobre la exactitud de dichas mediciones y su interpretación.

Esto es especialmente importante para el caso que se autorice a los propios usuarios a efectuar relevamientos propios de los niveles de tensión.

De hecho sería sano y deseable que los usuarios que lo consideren conveniente, puedan registrar sus niveles de calidad utilizando equipamientos homologados por la UREE, de manera tal que los resultados arrojados por dichos equipos sean considerados fidedignos por el regulador.

De esta manera los usuarios que lo deseen podrían realizar mediciones independientes de todo el andamiaje de mediciones se explicitan en el Capítulo IV (páginas 16 y 17).

Las ventajas para el usuario, residen en que se le confiere mayor transparencia al sistema, y además, mayor agilidad, de modo que el usuario pueda obtener su compensación económica de forma rápida sin tener que esperar a que se cumpla el semestre para la evaluación global de la calidad del producto”.

Respuesta

Se modificará la redacción del artículo 43 incluyendo el número mínimo de valores eficaces a medirse en el intervalo de 15 minutos.

Otras contribuciones sobre medición de niveles de tensión en 3.7.7 y 3.8.2.

Se acepta la propuesta de que los usuarios tengan registradores de eventos a su costo, en las condiciones descritas en 3.2.7.

3.6.4 Plazos para cambios de tensión (Artículo 68)

Contribución

“En la página 19 se establecen plazos para trámites de aumento de potencia y conexiones de nuevos usuarios, pero no se hace referencia a cambios de tensión. Sería conveniente especificar también plazos para aquellos usuarios que deseen modificar el nivel de tensión de su alimentador”.

Respuesta

La modificación del nivel de tensión es una nueva conexión y, por lo tanto, se aplican los plazos previstos para este concepto.

El usuario podrá decidir el nivel de tensión al que se conecta, siempre que el nivel elegido esté contemplado en la opción tarifaria correspondiente y sujeto a que el servicio pueda razonablemente prestarse en condiciones técnicas y de seguridad adecuadas, tal como prevé el artículo 25 del Reglamento de Distribución.

3.6.5 *Periodicidad bimestral de lectura (Artículos 72 y 73)*

Contribución

“En la página 20, se establece que la periodicidad de lecturas de consumo será bimestral. Parece muy inconveniente esta periodicidad por lo siguiente:

- a) usuarios con facturación de demanda máxima registrada: para estos casos, la toma bimestral parece inaplicable, ya que se le adjudicaría la máxima registrada del bimestre para cada mes de facturación.
- b) usuarios con medición simple: con la actual estructura tarifaria, con escalones crecientes en precio, los errores de estimación de consumo generarán gran cantidad de errores y posteriores reclamaciones”.

Respuesta

La contribución plantea la conveniencia de mantener la lectura mensual en las categorías tarifarias complejas, un punto señalado también en la contribución de UTE. Aceptando la sugerencia, el pliego tarifario considerará las medidas mensuales en los costos fijos por cliente en aquellos casos en que éstas sean necesarias.

Se modificarán los artículos 72 y 73 y la fórmula de cálculo del indicador del Artículo 74, para incluir esta posibilidad.

Sobre facturación bimestral, ver también 3.10.11.11.

Siempre que el usuario se sienta perjudicado por la estimación de la lectura bimestral, podrá reclamar al Distribuidor y comunicar su consumo por vía telefónica (Artículo 72 del proyecto de Reglamento).

3.6.6 *Compensaciones por errores de facturación (Artículo 82)*

Contribución

“En la página 22 se establece que los errores de facturación ya pagos por el usuario deberán ser devueltos en la siguiente facturación a tarifas vigentes al momento de la devolución.

Sobre este particular cabe comparar este esquema con el que aplica el ENRE (Argentina), el cual establece que las devoluciones no solo deben ser realizadas a tarifas vigentes a la fecha de la devolución, sino que además se le agrega un 20% de penalidad más los intereses que correspondan.

Parece justo, que el damnificado, sea recompensado con una penalidad e intereses, siendo que él tuvo que afrontar un pago mayor al debido, lo cual le pudo haber ocasionado perjuicios económicos (caso claro para empresas que trabajan con endeudamiento, ya que todo gasto adicional genera endeudamiento adicional, con su correspondiente costo financiero).

(Aquí también cabe considerar lo mencionado al principio de esta nota en el numeral 1, es decir que en caso de compensaciones que excedan el monto de la factura posterior, se otorgue al usuario la posibilidad de cobrar su compensación en efectivo)“.

Respuesta

La contribución plantea el perjuicio económico que causaría al usuario pagar una factura con error y solicita que se tenga en cuenta en el momento de la compensación de la forma que lo hace la regulación argentina.

El proyecto de Reglamento establece una medida preventiva que se estima incidirá muy favorablemente en la disminución de situaciones de facturas erróneas pagas, especialmente aquellas que tengan un error relevante. El artículo 82 prescribe que si existiera una reclamación del consumidor por un presunto error de facturación, el vencimiento de la factura correspondiente se prorrogará al día hábil inmediato siguiente a aquél en que el Distribuidor dé respuesta. Tal solución no figura consagrada en el régimen argentino.

Además, se establece que la factura debe llegar con siete días de anticipación a su vencimiento, de forma de dar al usuario la oportunidad de controlarla. Si el Distribuidor no cumple con este plazo, el consumidor tiene derecho a reclamar.

En cuanto a la devolución, la misma se realizará a la tarifa vigente, lo que constituye un criterio correctivo ante incrementos ocurridos en las tarifas. Asimismo, el artículo 85 prevé la aplicación de multas cuando el índice global de control IEC (que mide la facturación por consumo estimado) supere el 1,2% de la facturación.

La URSEA considera que la conjunción de las soluciones precedentes constituye una respuesta adecuada a los problemas de calidad comercial por errores de facturación.

3.7 INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA (FACULTAD DE INGENIERÍA)

3.7.1 Definiciones (Artículo 4)

3.7.1.1 Agrupamiento

Contribución

“Con relación a la Sección I, Título III, Artículo 4, Definición de Agrupamiento: se entiende apropiado agregar la definición de ADT o al menos una referencia al concepto de ADT para independizar la lectura de este Reglamento del Reglamento de Distribución”.

Respuesta

Atendiendo a la solicitud, se agregará la definición de Área de Distribución Típica (ADT).

3.7.1.2 *Evento*

Contribución

“Con relación a la Sección I, Título III, Artículo 4, Definición de Evento: se entiende que la mencionada definición no es lo suficientemente específica, no quedando claro si están comprendidos en la misma fenómenos como sobretensiones transitorias e inversión de rotación de fases, entre otros”.

Respuesta

La definición de “evento” incluye las sobretensiones transitorias, que pueden entenderse como una discontinuidad respecto de la tensión nominal.

La definición no incluye la inversión de rotación de fases.

3.7.1.3 *Interrupción*

Contribución

“Con relación a la Sección I, Título III, Artículo 4, Definición de Interrupción: se detecta una incompatibilidad entre el límite del 10% de la tensión nominal por debajo del cuál se considera una interrupción con los rangos de tensión admitidos en las tablas 3 - ‘Niveles de tensión: desviaciones admitidas en el régimen transitorio’ y 4 - ‘Niveles de tensión: desviaciones admitidas en el régimen permanente’ para algunos niveles de tensión. Por ejemplo, para baja tensión se admite por una parte un límite inferior de 12% de la tensión nominal, mientras que de acuerdo a la definición de interrupción se estaría configurando una interrupción”.

Respuesta

La definición de interrupción se refiere a una disminución de la tensión “a valores inferiores al 10% de la tensión nominal” y no a una disminución de 10% respecto de la misma.

3.7.1.4 *Interrupción programada*

Contribución

“ Con relación a la Sección I, Título III, Artículo 4, Definición de Interrupción programada: se entiende conveniente nombrar explícitamente en el listado de usuarios o servicios a los que se debe notificar individualmente la realización de un corte programado, no solamente hospitales y personas dependientes de aparatos médicos, sino adicionalmente los locales de pública concurrencia, como ser grandes centros comerciales, terminales aéreas, portuarias o terrestres, grandes edificios de uso público, cines y salas de entretenimiento, etc.”

Respuesta

La contribución solicita la inclusión de un listado de usuarios o servicios a los que el Distribuidor debe notificar individualmente de las interrupciones programadas.

El criterio establecido en el proyecto de Reglamento es el de “especial dependencia de la energía eléctrica”. La mención a hospitales y personas dependientes de aparatos médicos con riesgo vital es enunciativa y no taxativa. Para otros casos se prevé que el Distribuidor realizará un listado para cuya confección efectuará campañas de difusión, otorgando plazo a los usuarios para que se registren.

Sobre interrupciones programadas ver también 3.5.6; 3.10.1.4; 3.10.4.3 y 3.10.6.4.

3.7.2 Indicadores de calidad del producto técnico (Artículos 7 a 11)**Contribución**

“Con relación a la Sección II, Título I, Artículo de 7 a 11, Definición de índices globales e individuales: se entiende que en la nomenclatura utilizada para los índices definidos en los artículos 7 y 8 corresponde incluir el subíndice ‘i’ que indica el período en consideración, quedando la notación Fcia y Tcia. En los artículos 9 y 10 se confunde la utilización del subíndice ‘i’, no quedando claro si el mismo se refiere al consumidor ‘i’ o al período de consideración ‘i’”.

Respuesta

Se acepta la observación. Se sustituirá el subíndice “i” que indica el período. El subíndice “i” se utilizará solamente para señalar que se hace referencia a indicadores individuales.

3.7.3 Fuerza mayor (Artículo 12)**Contribución**

“Con relación a la Sección II, Título I, Capítulo 3, Artículo 12: Se entiende que no es apropiada la caracterización de las distintas condiciones meteorológicas que constituyen Fuerza Mayor a través de los valores numéricos establecidos en el Proyecto de Reglamento ya que los mismos no incluyen todas las posibles condiciones meteorológicas que constituyen fuerza mayor y puede resultar difícil su comprobación.

Se considera más conveniente caracterizar la fuerza mayor de una forma más genérica, como por ejemplo, ‘condiciones meteorológicas’ absolutamente excepcionales...”

Respuesta

El Artículo 91 del Reglamento de Distribución prevé que, en un estado anormal de operación debido a causas de fuerza mayor, no se aplicarán las normas de calidad del servicio. A su vez, el proyecto de Reglamento de Calidad establece que, en

determinados casos, la causal de fuerza mayor se configura “de pleno derecho”, es decir, no se requiere de otra prueba que la que acredite que se produjeron las condiciones meteorológicas específicamente indicadas en el Artículo 12.

El resto de los casos -incluidas las circunstancias a las que se refiere esta contribución-, no están excluidos de ser considerados como de Fuerza Mayor. Esta caracterización se configurará cuando el Distribuidor presente ante el Regulador las argumentaciones y pruebas correspondientes, ya que considerar toda la casuística es imposible.

Otras contribuciones relativas a causales de fuerza mayor en 3.2.4; 3.5.10; 3.9.2; 3.10.4.2 y 3.10.7.1.

3.7.4 *Base de datos de contingencias (Artículo 28)*

Contribución

“Con relación a la Sección II, Título IV, Artículo 28: Con relación a la base de datos sobre el esquema de alimentación de cada usuario se entiende que la acometida de BT es parte de la instalación del Distribuidor que alimenta a cada usuario y como tal debe figurar explícitamente en la base de datos”.

Respuesta

Para el objetivo de identificación del usuario no se considera necesario incluir la acometida en las bases de datos.

3.7.5 *Trámite de compensaciones a los usuarios (Artículos 30 al 35)*

Contribución

“Con relación a la Sección II, Título V: en el procedimiento establecido para la determinación de las compensaciones a pagar a los usuarios se establecen solo –plazos para las distintas acciones que debe realizar el Distribuidor, no estableciéndose como contraparte, plazos para las distintas respuestas a los controles que debe realizar el Regulador, quedando de esta forma sin definir completamente la duración de esta gestión frente a usuario.

Respuesta

Se acepta la observación. Se establecerá un plazo máximo de tres meses para que el Regulador dictamine sobre todas las reclamaciones por fuerza mayor presentadas por el Distribuidor en el período anterior.

Otras observaciones sobre compensaciones a los usuarios en 3.5.1; 3.6.1; 3.6.6; 3.10.6.1; 3.10.6.2; 3.10.6.3; 3.10.6.4 ; 3.10.6.5 y 3.10.11.10.

3.7.6 *Valores de tensión nominal (Artículo 42)*

Contribución

“Con relación a la Sección III, Título II, artículo 42: se hace notar que no todos los valores nominales establecidos son valores elegibles según la norma internacional IEC60038”.

Respuesta

La observación manifiesta que no todos los valores propuestos son “elegibles” según la norma internacional IEC 60038.

Se aclara que los valores de dicha norma no son obligatorios sino recomendados.

Otras contribuciones sobre valores de tensión nominal en 3.2.1 y 3.10.10.1.

3.7.7 *Indicadores de tensión. Mediciones (Artículo 43)*

Contribución

“Con relación a la Sección III, Título II, Capítulo 1, Artículo 43: Se entiende necesario establecer con más precisión el método de medida del nivel de tensión, estableciendo principalmente un número, mínimo de muestras a medir en los 15 minutos de promediado de los valores”.

Respuesta

La contribución solicita establecer con mayor precisión el método de medida para los niveles de tensión. La redacción del Artículo 43 se modificará incluyendo el número mínimo de valores eficaces a medirse en el intervalo de 15 minutos, según lo indicado en 3.6.3.

Otras observaciones sobre medición de indicadores de tensión en 3.6.3 y 3.8.2.

3.8 LEBORGNE, ROBERTO CHOUHY

3.8.1 *Definición de las perturbaciones a controlar (Artículos 39 y 40)*

Contribución

“Artículo 39. Las perturbaciones que se controlaran son las variaciones de tensión de corta duración (*Voltage Sags y Swells*), fluctuaciones de tensión (efecto *Flicker*), armónicos, desequilibrios y variaciones de la frecuencia.

Recomiendo que se defina claramente cada una de las perturbaciones mencionadas en el Artículo 39.

Los niveles de referencia a ser utilizados deben ser coherentes con los niveles tolerados por los equipos instalados en la red. Cuando se especifique los niveles de referencia debe también normalizarse los niveles que los equipos fabricados o importados deben tolerar. Así como los niveles máximos de emisión permitido a cada equipo.

Cuando se hace referencia a la utilización de normas internacionales sugiero que se detalle cuales se aplicaran pues hay diversas normas internacionales y no siempre existe coherencia entre ellas”.

Respuesta

Para la definición de perturbaciones a controlar se tomará como base la propuesta en 3.4.1 como contribución a esta Consulta Pública.

Como se explica en 3.2.2, no se incluye en este Reglamento el control de variaciones de frecuencia ya que ésta es la impuesta por el sistema interconectado, fuera del control del Distribuidor.

Las normas internacionales que se tomarán como referencia para la fijación de las metas en Perturbaciones se definirán en una próxima etapa. Las definiciones de estos niveles, así como de los niveles tolerados de emisión serán el resultado de un estudio a realizarse en el marco del convenio vigente entre la URSEA y la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, con participación de los actores involucrados.

Otras contribuciones sobre Perturbaciones en 3.2.2; 3.4.1y 3.10.9.

3.8.2 Indicadores para niveles de tensión. Mediciones (Artículo 43)

Contribución

Artículo 43. Debería detallarse como se calculará el valor eficaz instantáneo, por ejemplo el tamaño del periodo de cálculo (cuantos ciclos). Serian obtenidos diversos valores eficaces instantáneos. Como se calcularía V_k ?

Respuesta

En 3.6.3 se indica que la redacción del Artículo 43 de modificará a efectos de aclarar el cálculo de V_k .

Otras contribuciones sobre medición de niveles de tensión en 3.7.7.

3.9 MARTONY, CARLOS

3.9.1 Contabilización de las interrupciones (Artículo 12)

Contribución

“Redacción actual: En el Artículo 12 (página 4) se establece que las interrupciones que se tendrán en cuenta para el cálculo de los indicadores, es de 3 o más minutos durante el período de transición, y de 1 o más minutos durante el régimen permanente.

Se propone: que durante el régimen permanente se mantenga la duración de 3 o más minutos.

Comentarios: El valor de 3 minutos propuesto por el CIER ha estado vigente durante muchos años. Es un valor razonable desde el punto de vista del

Distribuidor para permitirle realizar cambios de alimentación en los cuales se procede a la apertura de la red de MT en un punto y al cierre en otro. Un lapso de 1 minuto puede ser insuficiente para respetar los protocolos de comunicación entre las brigadas actuantes, lo cual puede implicar riesgos para la seguridad de la maniobra.

Desde el punto de vista del cliente no existe una diferencia significativa entre un corte de 1 minuto y uno de 3. Además no es conveniente penalizar al Distribuidor por maniobras normales de operación de la red, siempre que se realicen en tiempos razonables menores a 3 minutos”.

Respuesta

La contribución propone mantener, durante el régimen permanente, la contabilización de las interrupciones mayores a tres minutos y no las mayores a un minuto, como establece el proyecto de Reglamento.

El fundamento de la opción propuesta en el proyecto es la misma que señala esta contribución: que “desde el punto de vista del cliente no existe una diferencia significativa entre un corte de un minuto y uno de tres”.

En virtud de la información aportada por el Distribuidor, se prorrogará hasta el final del primer período tarifario la etapa de contabilización de interrupciones mayores a tres minutos. Cada período, el primero de los cuales que comenzará a transcurrir una vez aprobada la tarifa por el Poder Ejecutivo, tiene una duración de cuatro años.

3.9.2 Fuerza mayor (Artículo 12)

Contribución

“Redacción actual: En el Artículo 12 (página 4) , se considera configurada de pleno derecho la Fuerza Mayor en aquellas interrupciones en que las temperaturas son superiores a 45 °C o menores a -10 °C , o los vientos son de más de 130 km/h , o se producen inundaciones de carácter excepcional.

Se propone: que se cambie el criterio para que se consideren como anormales para configurar Fuerza Mayor, las condiciones meteorológicas *según sus consecuencias*, debidamente documentadas, como puede ser la caída de árboles, voladuras de techos, inundaciones que produzcan riesgos eléctricos a los usuarios o a las instalaciones del Distribuidor, etc.

Comentarios: La velocidad de 130 km/h supera la hipótesis con que se han proyectado algunas líneas aéreas de distribución , por lo tanto no es justo penalizar al Distribuidor cuando una instalación existente no resiste un valor de la velocidad del viento para la cual no fue proyectada. En el futuro podría usarse el valor de 130 km/h como parámetro de diseño, pero esa puede no ser la situación actual.

Los fenómenos meteorológicos son mucho más complicados que una simple enunciación de valores extremos. En efecto, luego de varios días de lluvias intensas, es bastante común que vientos del orden de los 80 km/h y hasta menos, produzcan la caída de árboles sobre las líneas aéreas del Distribuidor, debido a que sus raíces han sido socavadas por el agua. Resulta injusto en esos casos penalizar al Distribuidor por los daños ocasionados por árboles sobre los cuales no tiene ninguna jurisdicción. Normalmente las Intendencias, o Vialidad no permiten al Distribuidor tomar medidas preventivas en lo que respecta a los árboles próximos a las redes aéreas. El otro punto conflictivo es determinar la velocidad del viento. La Dirección General de Meteorología tiene relativamente pocas estaciones en que mide la velocidad del viento, por lo cual seguramente en puntos no medidos, la velocidad llega a superar los máximos registrados por Meteorología. Según la escala de Fujita una velocidad de más de 100 km/h ya puede considerarse como un tornado clase F1. En general no se puede mirar un tornado y calcular su intensidad. Se deben evaluar los daños causados”.

Respuesta

La contribución propone cambiar los criterios para la configuración de causal de fuerza mayor, considerando las condiciones meteorológicas según sus consecuencias. La fundamentación de la solución incluida en el proyecto de Reglamento fue expuesta en 3.7.3.

Otras contribuciones sobre causal de fuerza mayor en 3.2.4; 3.5.10; 3.7.3; 3.10.4.2 y 3.10.7.1

3.9.3 Metodología de fijación de metas

Contribución

“Redacción actual: En el Artículo 15 (página 5) se establecen las metas de continuidad para el régimen transitorio y para el régimen permanente.

Se propone: que el Reglamento establezca Metas de Continuidad para un Régimen Transitorio con una duración determinada, después de la cual, en lugar de fijar valores permanentes, se establezca de acuerdo a la experiencia adquirida, un mecanismo para fijar nuevos valores, y volver a iniciar un nuevo ciclo de ajuste.

Comentarios: Es sabido que la frecuencia y la duración excesivas de los cortes dependen de innumerables factores como ser: la degradación de los sistemas de distribución por envejecimiento, falta de mantenimiento adecuado, falta de inversiones, facilidades operativas insuficientes (vehículos, equipos de comunicaciones, instrumentos, herramientas, etc.), capacitación inadecuada del personal, etc. La predeterminación por decreto de una calidad de servicio sin contemplar la realidad existente y las perspectivas futuras es utópico. En el caso

de UTE como Distribuidor, no es realista exigirle una Calidad Internacional, cuando las reglas de juego indican que las inversiones están seriamente restringidas, el régimen de compras es una maraña burocrática muy pesada, la política de personal impide una renovación del mismo, a la vez que tampoco es propicio para lograr en algunos casos rendimientos normales. La mentalidad nacional asume para UTE un rol social por lo cual no se reprimen los robos de energía, se implementan suministros claramente deficitarios, etc. Por todo ello, salvo que se quiera sofocar a UTE para que ceda a otras empresas una actividad que en última instancia, de todas maneras, inevitablemente resulta ser un monopolio natural como lo es la Distribución, se debe avanzar con mucha cautela al determinar los niveles de calidad”.-

Respuesta

La contribución propone un nuevo mecanismo de fijación de metas según el cual se fijarían los valores de la etapa transitoria y posteriormente, se ajustarían los indicadores por la experiencia acumulada.

Como se explica en 3.2.3, las metas fueron calculadas considerando los valores de calidad del servicio técnico para la red adaptada – calculados en los estudios de VADE y de confiabilidad-, y los valores de desempeño real suministrados por UTE, tendiendo a los valores que refleja la tarifa objetivo. Esto significa que, a largo plazo, existirá una coherencia entre la remuneración del Distribuidor y la calidad del servicio.

Según lo establece el Artículo 85 del Reglamento de Distribución, la remuneración del Distribuidor está asociada a una calidad de servicio y a una red adaptada. “Es obligación del Distribuidor efectuar la actividad de Distribución con un nivel de calidad satisfactorio acorde con el diseño de una red adaptada en una empresa eficiente según se determina en el estudio del VADE, y conforme a las disposiciones de este Reglamento y al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador”.

Si se considera que, a largo plazo, el Distribuidor no es capaz de ajustarse a los estándares compatibles con la remuneración reconocida, la correspondiente reducción de los niveles de calidad que recibirán los usuarios debe acompañarse de una reducción de la tarifa.

Por otra parte, el Regulador podrá modificar las metas y proponer al Poder Ejecutivo una tarifa acorde.

Si bien el mecanismo propuesto en la contribución sería viable con una implementación adecuada, no es coherente con el método de cálculo de remuneración y consecuente calidad asociada, consagrado en el Reglamento de Distribución y desarrollado por la UREE a partir de los estudios contratados por el Distribuidor (VADE).

Sobre metodologías para la fijación de metas, ver también 3.2.3; 3.5.1 y 3.5.4.

3.9.4 *Interrupciones originadas en instalaciones internas de los usuarios (Artículo 12)*

Contribución

“Redacción actual: En el Artículo 12 (página 4), se establece que son contabilizadas para el cálculo de los indicadores las interrupciones provocadas por usuarios de la red de Distribución que afecten a terceros usuarios conectados a la red.

Se propone que se indique expresamente en el Reglamento que el Distribuidor tenga permitido trasladar a los causantes de las interrupciones los perjuicios económicos que estas le causaron.

Comentario: No es justo penalizar al Distribuidor por interrupciones que están fuera de su responsabilidad. Si bien el cliente en definitiva sufre las consecuencias y debe ser compensado, también expresamente debe establecerse que el Distribuidor tiene el derecho de resarcirse de esos perjuicios”.

Respuesta

La contribución propone que no sean contabilizadas para el cálculo de los indicadores de calidad las interrupciones provocadas por usuarios de la red de Distribución que afecten a terceros usuarios conectados a dicha red.

La regulación establece que es obligación del Distribuidor –que dispone de los medios para ello- proteger su red de las cargas conectadas a la misma. Una falla en una carga que afecte la instalación de distribución, significaría la falla de la correspondiente protección, la cual es responsabilidad del Distribuidor.

La posibilidad de reclamo del Distribuidor por responsabilidad imputable al usuario está abierta a través de la vía judicial.

Sobre este punto ver también 3.5.3.

3.10 UTE

3.10.1 Definiciones (Artículo 4)

3.10.1.1 Agrupamientos T3 y T4

Contribución

“No está clara la definición de Agrupamiento, en particular el T3, y ello determina la información que deberá ser recogida en la factura.

En T3 el artículo menciona una o más Áreas de Distribución Tipo, no queda claro cuáles.

¿Se puede entender que el Agrupamiento T3 es el conjunto de consumidores pertenecientes a cada ADT dentro de cada Distrito administrativo de UTE?

La resolución de la UREE de fecha 26 de junio de 2001 define las ADT. La misma está publicada parcialmente ya que no fueron publicados los anexos 1 y 2 que se consideran parte integrante de dicha resolución.

Sugerencia: Precisar la definición de agrupamiento, en particular T3 y explicitar la conformación de conjuntos por Distritos.

En los puntos c) y d) consideramos conveniente especificar las áreas geográficas de los agrupamientos T3 y T4.

Asimismo consideramos se debería incluir en un anexo el detalle de toda la clasificación y agrupamiento de las localidades VADE de acuerdo a los criterios del presente artículo”.

Respuesta

En el Artículo 4 se define Agrupamiento tipo T3 como aquellos consumidores que, en cada área geográfica, pertenecen a una ADT específica. Cada consumidor sólo pertenece a una ADT. Para evitar confusiones como la que plantea UTE, el literal c) del Artículo 4 será modificado de la siguiente forma:

c) T3: Agrupa a los Consumidores pertenecientes a un Área de Distribución Tipo (ADT) en cada área geográfica.

Las áreas geográficas para la etapa inicial están previamente definidas en el literal b del artículo 4, como cada distrito administrativo de UTE.

Por otra parte, la solicitud de UTE de explicitar la conformación de conjuntos por distritos, ya está contemplada en el Artículo 15 del proyecto de Reglamento, en el que se define cada agrupamiento tipo para cada distrito.

UTE plantea la conveniencia de definir las áreas geográficas de los Agrupamientos T3. A juicio de la URSEA, esto no resulta necesario dado que las áreas geográficas se infieren de la clasificación de localidades por ADT, que figuran en el Anexo 1 de la Resolución de la UREE de fecha 26 de junio de 2001. El mismo ya fue incorporado en el sitio Web www.ursea.gub.uy, en la sección Electricidad/Marco Normativo/Resoluciones del Regulador.

Respecto al Agrupamiento T4, corresponde a toda la subtrasmisión existente en el área electrificada del Distribuidor, por lo que sería redundante una definición de área geográfica como la que solicita UTE.

3.10.1.2 Consumidor

Contribución

“Se establece en el artículo 4 de este Reglamento, la definición de **consumidor** indicando también que un usuario es tantas veces consumidor según cuantos

puntos de entrega posea. Asimismo se establece que la calidad de servicio se medirá a nivel de agrupamiento de consumidores.

Sin embargo en las definiciones del Reglamento General del Marco Regulatorio, se define que la calidad de servicio se mide a nivel de usuario, según se transcribe a continuación:

Calidad de Servicio de Distribución: Es el conjunto de atributos que permite un nivel de desempeño mínimo del servicio de distribución en términos de calidad del producto, confiabilidad y continuidad del servicio y calidad de la atención a los usuarios.

Usuario de Distribución: Incluye al Suscriptor y, en general, a todo aquel que haga uso del servicio de transporte de las redes de distribución.

Por otra parte, en el Reglamento de Calidad de Servicio, en los Anexos, siempre se hace referencia a usuario en todas las tablas.

Dada la definición de Consumidor, que se lo vincula a una medición, y al estar faltando establecer otras reglamentaciones, surge la duda si se podrán mantener, como existe actualmente, suministros sin implementar medición, con consumos muy reducidos y definidos, cuya facturación es estimada (caso cabinas telefónicas, protección catódica, etc.).

Sugerencia: Consideramos conveniente que se realice una aclaración en la definición de términos y una homogenización en la terminología entre los distintos capítulos y reglamentos.

Solicitamos que se acepte la posibilidad en casos excepcionales acordados con el Regulador y el usuario, la existencia de suministros sin medida y con un consumo definido”.

Respuesta

El término consumidor en el proyecto se utiliza con la sola finalidad de identificar al Usuario de Distribución en cada punto de conexión, dado que un Usuario puede tener contratado más de un suministro o servicio de red. De la definición referida del Reglamento general no puede inferirse razonablemente que las mediciones de calidad deban hacerse por Usuario sin que quepa atender a cuántos puntos de conexión tiene. Ello resulta una interpretación excesiva de una definición genérica del concepto Calidad de Servicio de Distribución.

A efectos de considerar la posibilidad de que existan consumidores sin medida –en condiciones a definir en la estructura tarifaria aprobada por el Poder Ejecutivo-, se modificará la definición de Consumidor del Artículo 4:

Consumidor: Persona física o jurídica contratante del servicio de distribución en un punto de conexión. Los Usuarios de Distribución tendrán tantas veces esta condición como puntos de conexión. Se admitirán puntos de conexión sin

medida en los casos previstos por la estructura tarifaria aprobada por el Poder Ejecutivo.

3.10.1.3 Estado anormal de operación

Contribución

“Deberían incluirse específicamente otras circunstancias excepcionales, independientes de la voluntad de UTE y que no pueden ser controladas en el estado actual de la técnica. En dichas circunstancias, el régimen normal no puede cumplirse.

Se trata por ejemplo:

- destrucciones voluntarias provocadas por actos de guerra, motines, pillaje, sabotaje, atentados, daños delictivos.
- daños provocados por hechos accidentales y que no pueden ser controlados, imputables a terceros, tales como incendios, explosiones y caídas de aviones.
- catástrofes naturales con daños materiales directos que tengan como causa determinante la intensidad anormal de un agente natural, cuando las medidas habituales que se toman para prevenir dichos daños no hubieren podido impedir que los mismos se produjesen, o cuando no se hubiere podido tomar tales medidas.
- los cortes de servicio impuestos por los Poderes Públicos por motivos de seguridad pública o policial”.

Respuesta

La URSEA considera que no corresponde, en la definición, incluir las causas que pueden provocar el estado anormal de operación, dado que las mismas están detalladas en el artículo 90 del Reglamento de Distribución al que esta definición hace referencia.

3.10.1.4 Interrupciones programadas

Contribución

“En la definición de interrupción programada, el Regulador exige que el Distribuidor comunique las interrupciones programadas del Transmisor, con lo cual le está traspasando costos al Distribuidor. Hay que hacer notar que en dichos cortes la cantidad de usuarios involucrados es normalmente muy numerosa y dada la obligación del comunicar al menos al 50% de los afectados eso lleva a medios de comunicación masivos.

Sugerencia: Se debería verificar que en esos casos se le reconozcan dichos costos en el VADE y que además se incluya en el Reglamento del Transmisor que los

cortes programados se deben coordinar y comunicar al Distribuidor con la antelación suficiente como para cumplir con los plazos estipulados de comunicación a los usuarios”.

Respuesta

El Reglamento de Trasmisión, Sección II, Título I, Artículo 16, establece la obligación del Trasmisor de participar en reuniones de coordinación de los mantenimientos, en las que también estará presente el Distribuidor. Además, el Artículo 18 de ese Reglamento establece el derecho de los usuarios del sistema de Trasmisión (entre ellos, el Distribuidor), de “ser informados de los programas de mantenimiento de la red que utilizan y presentar observaciones requiriendo modificaciones cuando dichos mantenimientos afecten la seguridad de abastecimiento”.

Cabe señalar que las comunicaciones de afectación del servicio a los usuarios forman parte de las actividades normales a cumplir por el Distribuidor, por lo que, más allá de su explicitación, su costo es considerado en el cálculo del VADE.

Sobre interrupciones programadas ver también 3.5.6; 3.7.1.4; 3.10.4.3 y 3.10.6.4.

3.10.2 Etapas de implementación del Reglamento (Artículo 5)

Contribución

“Se considera insuficiente el periodo inicial de 6 meses antes del Régimen Transitorio.

Esta afirmación se basa en la necesidad de la lógica adaptación de la Distribuidora a las exigencias de este Reglamento.

Las instalaciones físicas de la Distribuidora, sus sistemas de gestión de personal y sistemas de información están diseñados en todos los casos adaptados a las exigencias definidas en la actualidad. No están totalmente preparados ni adaptados para las exigencias solicitadas.

Las acciones a fin de lograr las adecuaciones requieren recursos presupuestales a aplicar en la red, algunos cambios en los procesos empresariales y plazos razonables para su implementación. Por lo tanto, consideramos que la regulación de la calidad del servicio no puede estar ajena a las condiciones socio económicas del país y del marco normativo vigente aplicable a UTE.

En general y en la mayoría de los reglamentos de calidad de la región los periodos de adaptación se extienden por 1 año.

Las actividades que se desarrollan comúnmente en este periodo pueden dividirse en:

- *Una etapa preliminar:* de los primeros 6 meses para implementar y ajustar en forma conjunta la metodología de medición y control de los indicadores de calidad de servicio. Asimismo durante esta etapa el

Regulador define la forma de intercambio de información para cada una de las etapas de control, las especificaciones del equipamiento de medición a utilizar y la aprobación del mismo previamente a su instalación.

- *Una etapa inicial o de prueba:* de los segundos 6 meses, en donde se pone en marcha la metodología ajustada en la etapa anterior. Se efectúan las campañas de relevamiento de información y el cálculo de la totalidad de los indicadores de calidad de servicio a controlar en la etapa Transitoria de forma de asegurar el inicio de la etapa Transitoria en forma continuada con la totalidad de los mecanismos de relevamiento y control ajustados.

Asimismo y por las mismas razones se solicita una etapa Transitoria en la Calidad de Servicio Comercial debido a las modificaciones de gestión que se piden en el reglamento tales como:

- Disminución de todos los plazos de las solicitudes de suministro.
- Implementación de medidas tendientes a cumplir con los niveles mínimos de facturación en base a consumos estimados.

Sugerencia: Reconsiderar la definición de plazo de la etapa preliminar en cuanto a la calidad de servicio.

Se solicita que, con igual criterio, se establezca un período transitorio de 24 meses para la calidad de servicio comercial”.

Respuesta

El proyecto sometido a consulta prevé una etapa de preparación de seis meses y, para la calidad del servicio técnico y del producto, un período de transición de 24 meses con metas más flexibles. En el proyecto sometido a consulta pública no se prevé una transición para la calidad del servicio comercial.

UTE solicita extender la etapa de preparación, en la cual no rigen las compensaciones para los usuarios. De acuerdo a la información proporcionada por la empresa, la URSEA considera que esta solicitud es atendible. En consecuencia, se modificará la redacción del artículo 5, extendiendo a un año el período en el que no se aplicarán las compensaciones por apartamiento respecto de las metas de calidad fijadas para la etapa de transición. Tal como sugiere UTE, a partir de los seis meses se pondrá en marcha la metodología en virtud de la cual se deberá disponer de la información requerida para el cálculo de índices y parámetros establecidos en el Reglamento, que serán calculados a efectos informativos. El período adicional regirá para la calidad del servicio técnico, calidad del producto y la calidad del servicio comercial.

UTE solicita, además, que se incluya una etapa transitoria de 24 meses para el régimen de calidad del servicio comercial. La URSEA extenderá a un año el período de

preparación durante el cual no se aplican compensaciones por incumplimientos de metas. Asimismo, la URSEA considera que puede concederse un período de transición de 12 meses en la reducción de los plazos de solicitudes de suministro y en los niveles de facturación en base a consumos estimados.

3.10.3 *Tiempo máximo de interrupción de un consumidor (Artículo 11)*

Contribución

“Se propone el cambio de nombre del indicador D_{c_i} por D_{m_i} para no crear confusiones con el indicador D_{c_i} adoptado por la CIER”.

Respuesta

Para evitar confusiones como la que menciona UTE, se cambiará la notación del indicador “tiempo máximo de interrupción de un consumidor” de D_{c_i} a D_{max_i} .

3.10.4 *Contabilización de interrupciones (Artículo 12)*

Contribución

“UTE propone solo considerar las interrupciones de más de 3 minutos para los cálculos de los índices de calidad de servicio como actualmente se realizan.

Este planteamiento se basa en distintas consideraciones:

Los marcos regulatorios regionales plantean dos posibilidades:

- a) en Argentina, Bolivia, Chile, Perú, Panamá y aún Guatemala solo se consideran interrupciones mayores a 3 minutos.
- b) en Brasil la ANEEL (Ente Regulador Brasileño) en su Resolución 024 de 27 de enero del 2000 plantea una primera etapa de 5 años con registro de interrupciones mayores a 3 minutos y luego desde el año 2005 si plantea el registro de interrupciones mayores a 1 minuto.

Hay que aclarar que aún en este caso de Brasil, las empresas tienen un periodo de 5 años para su adaptación.

En forma complementaria las metas de calidad en frecuencia de interrupciones propuestas en Brasil son mucho menos exigentes que las que se plantean en Uruguay.

Los valores iniciales de los índices de frecuencia que propone ANEEL en el mismo documento son sensiblemente mayores a los exigidos en el presente Reglamento de Calidad de Uruguay (del orden de 1,5 y 2 veces mayores a los exigidos por la UREE).

Lo cual esta en consonancia con criterios más exigente de contabilización de interrupciones.

Se debe tener especial cuidado cuando se hacen comparaciones y deducciones entre regulaciones con lógicas distintas y por lo tanto niveles de referencia diferentes.

Asimismo debemos destacar que los tiempos de actuación de las protecciones de Distribución en algunos casos son mayores a 1 minuto en las reconexiones lentas. Por ello una reconexión podría ser considerada como una interrupción aunque esté en una reposición de servicio automática.

También se contabilizaría cualquier tipo de maniobra de realimentación de instalaciones a través de alternativas o medios de realimentación como estaciones y subestaciones móviles, grupos generadores ya que la Red no podrá ser totalmente adaptada para utilizar estas técnicas sin pequeños cortes.

En el caso del Reglamento de Calidad de Servicio de Uruguay se estaría dando un plazo de 2 años y medio, para lograr la adaptación de la empresa a todas las exigencias planteadas.

Todos estos registros solicitados de interrupciones mayores a 1 minuto conllevarán un problema técnico y de inversiones que precisan su adecuado tiempo de ejecución, el cual es al menos el tiempo que Brasil otorga de 5 años y además tienen mayores costos para UTE lo cual debería verse reflejada en el VADE.

Sugerencia: Es por eso que se deben considerar solamente las incidencias mayores a 3 minutos de duración para el cálculo de indicadores de Calidad de Servicio”.

Respuesta

Se ampliará el plazo de adaptación del Distribuidor, prorrogando la contabilización de interrupciones mayores a tres minutos hasta el final del primer período tarifario.

(Sobre este punto ver también 3.9.1)

3.10.4.1 Estado anormal de operación

Contribución

“Aquí además se hace referencia al Estado anormal de Operación el cual se define en los Artículos 90 y 91 del Reglamento de Distribución, los cuales se transcriben:

Artículo 90. Se entiende por estado anormal de operación de un sistema eléctrico de Distribución a una condición de operación en que la suficiencia y seguridad de sus instalaciones eléctricas no permiten abastecer en forma íntegra y continua los consumos de sus usuarios, cuando se produzcan perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución de origen externo a la empresa de distribución, tales como:

a) *Acción directa de fenómenos de la naturaleza que por su gran magnitud - rayos, vientos huracanados, inundaciones masivas -, debidamente probada al Regulador, que afectare directamente las instalaciones eléctricas de una empresa de distribución, en una magnitud y duración que interrumpe la operación de las instalaciones eléctricas del sistema eléctrico de distribución en una proporción de subestaciones o líneas superior al 20% (veinte por ciento) de las instalaciones;*

b) *Ocurrencia de fallas en los sistemas eléctricos externos que se encuentran interconectados con la empresa de Distribución y que afecten las subestaciones de poder de Alta a Media Tensión, interrumpiendo la continuidad del flujo de potencia a través de ellas;*

c) *Toda otra condición que sea calificada de fuerza mayor*

Artículo 91. En el estado anormal de operación a que se refieren los literales a) y c) del artículo anterior, no serán aplicables las normas de Calidad de Servicio de Distribución en el área afectada del Distribuidor.

En el estado anormal de operación a que se refiere el literal b) del artículo anterior, serán aplicables las condiciones particulares establecidas en las normas de Calidad de Servicio de Distribución en la zona afectada.

Según el artículo 91 del Reglamento de Distribución en el apartado de calidad del servicio, se definiría en el Reglamento de Calidad de Servicio, la manera de considerar las fallas en los sistemas eléctricos externos que se encuentran interconectados con la empresa de Distribución.

Sugerencia: UTE interpreta que las interrupciones debidas a sistemas eléctricos externos al Distribuidor no se consideran para el cálculo de indicadores. Esto se basa en el tabla 9 del Anexo II, en donde se mencionan claramente a las interrupciones no computables y allí se citan textualmente: "interrupción con origen en la red de Trasmisión" y además por lo expresado por el regulador en contactos mantenidos con UTE.

Igualmente sería conveniente dejar expresado en forma explícita el espíritu del Regulador de no incluir dichas interrupciones en el cálculo de los índices de calidad".

Respuesta

Tal como lo interpreta UTE, las interrupciones originadas en fallas en sistemas eléctricos externos al Distribuidor no se considerarán para el cálculo de los indicadores de calidad de servicio de Distribución. El Artículo 12 establece que no se computan las interrupciones ocurridas en estado anormal de operación. Según la definición del Artículo 90 del Reglamento de Distribución, las interrupciones originadas en fallas en sistemas eléctricos externos al Distribuidor constituyen un estado anormal de operación. Así se explicita también en la Tabla 9 del Anexo II del proyecto de Reglamento.

De todas maneras, para evitar confusiones, el artículo 12 se modificará estableciendo que se exceptuarán las interrupciones “comprendidas en todos los supuestos de perturbación que provocan un Estado Anormal de Operación de un Sistema Eléctrico de Distribución”.

3.10.4.2 *Fuerza mayor de pleno derecho*

Contribución

“Se propone modificar las condiciones de la siguiente forma: “se considerara configurada de pleno derecho la Fuerza Mayor, en los casos de interrupciones de suministro de electricidad que hayan sido consecuencia de temperaturas superiores a 40°C o inferiores a -10°C, o de vientos de gradiente con velocidad superior a 130 km/h o turbonadas (vientos fuertes de direcciones variables) o de tornados (vientos fuertes con vórtice) o de inundaciones de carácter excepcional”.

Importa aclarar que existen muchas otras condiciones meteorológicas que pueden impedir el normal desplazamiento en forma segura del personal de UTE.

Otras condiciones que impidan la normal actuación sobre la red de la Distribuidora. Por ejemplo, desborde de arroyos o cañadas, inundaciones que impidan el paso; vientos muy fuertes (aún menores que 130 km/h) que impiden el trabajo de los funcionarios en altura o los exponen a la acción de la naturaleza; la existencia de tormentas eléctricas en la zona y durante las cuales por reglamentaciones de seguridad el personal está impedido de maniobras o trabajos en la red”.

Respuesta

El Artículo 91 del Reglamento de Distribución prevé que, en un estado anormal de operación debido a causas de fuerza mayor, no se aplicarán las normas de calidad del servicio. A su vez, el proyecto de Reglamento de Calidad establece que, en determinados casos, la causal de fuerza mayor se configura “de pleno derecho”, es decir, no se requiere de otra prueba que la que acredite que se produjeron las condiciones meteorológicas específicamente indicadas en el Artículo 12 del proyecto de Reglamento.

El resto de los casos -incluidas las circunstancias a las que se refiere UTE-, no están excluidos de ser considerados como de Fuerza Mayor. Esta caracterización se configurará cuando el Distribuidor presente ante el Regulador las argumentaciones y pruebas correspondientes, ya que considerar toda la casuística es imposible.

Sobre causales de fuerza mayor ver también 3.2.4; 3.5.10; 3.7.3; 3.9.2 y 3.10.7.1.

3.10.4.3 Consideración de las interrupciones programadas (Artículo 20)

Contribución

“Las interrupciones programadas con previo aviso de acuerdo al presente reglamento tienen un perjuicio menor sobre los usuarios que las interrupciones intempestivas. Normalmente se originan por la necesidad de conectar nuevos usuarios o mejorar o mantener las condiciones del servicio del propio usuario.

Pueden citarse algunos ejemplos:

- Un nuevo usuario pide un nuevo suministro de energía eléctrica. Para ello UTE debe realizar trabajos para conectarlo a la red. En algunos casos ello sólo es posible realizando un corte de servicio, por breve que este sea. Por una parte UTE tiene compensaciones por no cumplir con los plazos comerciales para conectar al usuario, pero por otra parte y de acuerdo a lo actualmente previsto también podría incurrir en compensaciones por realizar los cortes programados imprescindibles, es decir por cumplir con dichos plazos.
- En equipos e instalaciones de la Distribuidora es necesario la realización de mantenimiento preventivo de los mismos de acuerdo a las gamas de mantenimiento especificadas.

UTE tiene presente y utiliza en los casos que la técnica hace posible soluciones alternativas tales como trabajos con tensión, uso de equipos generadores, subestaciones móviles, etc. Dado el tipo y estado adaptación de las instalaciones no es posible realizar todos los trabajos con estas técnicas, por lo cual siempre existirán este tipo de interrupciones. El uso de estas técnicas ha tenido un mayor impacto en la reducción de tiempos de corte y no de frecuencias de corte por lo antes mencionado.

Los niveles de referencia citados en el artículo 15 conjuntamente con las compensaciones establecidas en el presente reglamento dan señales para la intensificación por parte del Distribuidor del uso de estas técnicas.

Como consecuencia de ello es necesario reforzar la adquisición de nuevos equipos, destinar mayores recursos presupuestales para la contratación de empresas y la capacitación de personal.

Consecuentemente lo citado anteriormente se traduce mayores gastos para la Distribuidora los cuales deberán ser considerados en el VADE.

Sugerencia: Por lo expuesto anteriormente entendemos conveniente que a la frecuencia de corte por interrupciones programadas se le de un tratamiento similar a los tiempos de corte definiendo un factor de atenuación similar al f_k .

Entendemos importante se defina explícitamente que la contabilización de la duración de las interrupciones deberá ser a partir del conocimiento por parte de la empresa de la ocurrencia de la misma.

Asimismo se deberán tener en cuenta las reposiciones parciales”.

Respuesta

Se considera pertinente la solicitud de UTE de dar a las interrupciones programadas similar tratamiento en el caso de la duración y la frecuencia de cortes. Se modificará la fórmula de cálculo de las compensaciones incluida en el artículo 20 para incorporar el mismo factor.

La duración de las interrupciones se contabilizará a partir del conocimiento de la misma por parte del Distribuidor, ya sea por sistemas de información automática u otros orígenes (primer aviso).

En la Tabla 10 están consideradas las reposiciones parciales que solicita UTE.

Sobre consideración de las interrupciones programadas ver también 3.5.6; 3.7.1.4; 3.10.1.4 y 3.10.6.4.

3.10.4.4 Interrupciones originadas en instalaciones internas de los usuarios (Artículo 12)

Contribución

“El Distribuidor no es responsable por problemas internos en las instalaciones de los usuarios. Interpretamos que esto ya está previsto en el Reglamento propuesto, dado que figura en el Anexo II tabla 9 donde dice interrupciones no computables, textualmente *‘interrupción con origen en la instalación propia del usuario (sin afectar a otros usuarios)’*.

Esto esta de acuerdo a lo solicitado en marcos regionales (por Ej. ANEEL – Brasil Resolución 24 del 27/01/2000 Art. 7).

Sugerencia: Creemos conveniente que explícitamente figure en el Reglamento que no se consideran aquellas incidencias originadas en las instalaciones internas de un usuario siempre que sólo afecten a ese usuario”.

Respuesta

Tal como interpreta UTE, el Distribuidor no es responsable por las interrupciones originadas en problemas internos de las instalaciones de los usuarios, siempre que no afecten a otros usuarios. Si, en cambio, afectaran a otros consumidores, serán contabilizadas para el cálculo de los indicadores de calidad, dado que es obligación del Distribuidor proteger su red de manera que las fallas originadas por un consumidor no afecten al resto de los usuarios.

Esto está explicitado en artículo 12 y reafirmado en la Tabla 9 del Anexo II.

Sobre este punto ver también 3.5.3 y 3.9.4.

3.10.5 *Metas de continuidad del servicio (Artículo 15)*

Sobre metas ver también 3.2.3; 3.5.1; 3.5.4 y 3.9.3.

3.10.5.1 *Metas para agrupamiento T4*

Contribución

“Las metas de frecuencia individual para los usuarios actuales o potenciales de Subtrasmisión no son posibles de cumplir en algunas de las actuales redes de Distribución que están actualmente siendo reconocidas en el VADE.

Existen líneas aéreas radiales de Subtrasmisión con extensiones mayores a 100 km, si consideramos una tasa de fallas normal el número de interrupciones será mayor al estipulado en las metas de calidad.

Sugerencia: UTE solicita se revean los valores meta de continuidad de acuerdo a las redes actualmente reconocidas por el VADE”.

Respuesta

Atendiendo a la inquietud de UTE de la existencia de consumidores conectados a líneas de subtrasmisión a más de 100 kms del punto de alimentación de trasmisión, se subdividirá el agrupamiento T4 en dos subgrupos T4a y T4b con metas diferenciadas, para el período permanente.

T4a considerará a aquellos consumidores conectados a una distancia menor o igual a 60 kms del punto de alimentación de trasmisión.

T4b considerará a aquellos consumidores conectados a una distancia mayor a 60 kms del punto de alimentación de trasmisión.

Los valores establecidos serán revisados en la próxima revisión tarifaria.

3.10.5.2 *Metas para agrupamiento T3*

Contribución

“Este agrupamiento corresponde a localidades clasificadas en las ADT 4 y 5 correspondientes al medio rural, como es sabido el distribuidor ha seguido una amplia política de electrificación rural con un 98% del país electrificado.

Dicho sistema eléctrico en muchos casos está conformado por circuitos de largas extensiones, dándose el caso de usuarios que están a una distancia eléctrica desde la estación de transformación más cercana de más de 120 km, si consideramos una tasa de fallas normal el número de interrupciones será mayor al estipulado en las metas de calidad.

Sugerencia: UTE solicita se revean los valores meta de frecuencia de corte de acuerdo a las redes actualmente reconocidas por el VADE o en su defecto se

reconozcan inversiones en infraestructura necesarias para acortar la longitud de dichos circuitos”.

Respuesta

UTE solicita que se revean los valores de frecuencia de cortes para los agrupamientos T3 a4BT y a4MT, indicando que existen usuarios a una distancia de 120 km desde la estación de transformación más cercana o, en caso contrario, que se reconozcan inversiones en infraestructura (subtransmisión) a efectos de acortar los circuitos mencionados.

El problema planteado por UTE se podría verificar en algunos circuitos rurales a la hora de contabilizar los indicadores individuales.

La URSEA considera que, en aquellos casos en los que no sea viable la solución de agregar elementos de maniobra y protección, deberán realizarse las correspondientes obras de expansión de la infraestructura a efectos de adecuar las redes a la calidad establecida en el Reglamento para la red adaptada.

Estas inversiones no serán reconocidas en el VADE sino en el Valor Agregado de Subtransmisión (VAST) en oportunidad de la revisión tarifaria. Su adaptación se justificará por su necesidad de lograr las metas de calidad establecidas.

A efectos de tener en cuenta la solvencia financiera de la empresa, la URSEA considera conveniente prorrogar por un año el período de transición para las metas de continuidad de las zonas rurales. De esta manera, la vigencia de las metas permanentes coincidirá con la próxima revisión tarifaria donde serán reconocidas las inversiones justificadas en subtransmisión. Así, estas obras comenzarán a ser remuneradas inmediatamente.

3.10.5.3 Frecuencia de las interrupciones

Contribución

“Observando los límites en las diferentes etapas se concluye que existe una importante variación entre la etapa transitoria y la etapa permanente.

La frecuencia de corte es un indicador fuertemente asociado a la estructura de la red, a su adaptación tecnológica y al estado en general. A su vez estos aspectos están en su mayoría asociados fundamentalmente a inversiones y algunos gastos.

La regulación debe dar señales viables para el Distribuidor por lo que no puede estar alejada de la situación socioeconómica del País y del marco normativo aplicable a UTE.

Sugerencia: De acuerdo a lo antes expresado nos parece conveniente se revean los valores de frecuencia expresadas en las metas de calidad”.

Respuesta

UTE solicita que se modifiquen las metas en materia de frecuencia de las interrupciones, reduciendo la exigencia de calidad. Dichas metas fueron definidas considerando valores de calidad del servicio técnico para la red adaptada -calculados en los estudios de VADE y de confiabilidad-, y los valores del desempeño real suministrados por UTE (ver 3.2.3).

Estos últimos revelan una gran dispersión en el desempeño en distintas localidades de una misma ADT, pudiéndose observar que algunas de ellas ya hoy cumplen con las metas provisorias establecidas en el proyecto de Reglamento. En particular, en las localidades catalogadas como ADT 4 y 5, más del 50% cumple con las metas del período transitorio, según los datos suministrados por la empresa. Se entiende que, en situaciones normales, tres años es un período razonable para adaptarse a los valores del régimen permanente.

ADT4 Y 5	Meta Tc	Tc UTE	Meta Fc	Fc UTE
MONTEVIDEO	31,00	26,75	12,00	15,07
LAS PIEDRAS	31,00	53,41	12,00	22,78
CANELONES	31,00	36,43	12,00	18,27
ATLÁNTIDA	31,00	54,34	12,00	20,09
PANDO	31,00	41,24	12,00	21,89
COLONIA	31,00	35,34	12,00	18,62
SAN JOSE	31,00	22,69	12,00	13,02
MERCEDES	31,00	13,75	12,00	6,51
DURAZNO	31,00	19,85	12,00	10,99
SALTO	31,00	49,59	12,00	15,04
PAYSANDÚ	31,00	51,76	12,00	16,37
RIVERA	31,00	29,99	12,00	14,42
MALDONADO	31,00	67,84	12,00	20,03
TREINTA Y TRES	31,00	20,76	11,99	9,46
ROCHA	31,00	25,25	12,00	11,89

En este cuadro se indican las metas semestrales de continuidad (tiempo y frecuencia de las interrupciones) para el período transitorio, para los Agrupamientos T3 de las ADT 4 y 5. En la columna siguiente se indican, para los mismos agrupamientos, los indicadores de desempeño de UTE de acuerdo a los valores suministrados por la empresa para 2000.

3.10.5.4 *Tiempo máximo de interrupción de un consumidor*

Contribución

“En cuanto a las duraciones máximas de referencia en localidades ubicadas en zonas rurales, parecen muy exigentes dado que existen redes sin alimentación alternativa, de difícil acceso donde el servicio de 24 horas se mantiene con guardias de pequeñas brigadas que a su vez cubren los turnos diurnos, con desplazamientos amplios (algunos casos de líneas de más de 100 km de longitud), telecontrol poco desarrollado y con importantes dificultades para ubicar fallas en los horarios nocturnos.

En muchos casos acceder a la resolución de las interrupciones no siempre es posible en los tiempos exigidos en el estado actual de la técnica y las instalaciones de UTE. Por ejemplo la búsqueda de falla en cable subterráneo, transformadores averiados, condiciones atmosféricas adversas, condiciones de seguridad del personal afectado a los trabajos, etc.

Estos son costos extras que deberán estar reconocidos en el VADE.

Sugerencia: De acuerdo a lo antes expresado nos parece conveniente se revean los valores de tiempo máximo de interrupción de un consumidor expresados en las metas de calidad”.

Respuesta

UTE solicita rever la meta de 14 horas como duración máxima de la interrupción a un consumidor, establecida para el período transitorio en las zonas rurales, reduciendo el requisito de calidad. Sin embargo, esta es la misma meta que utiliza UTE actualmente como referencia para auto penalizarse, según la Resolución N° 99-2123 de 26 de agosto de 1999, que se adjunta. La URSEA valora en forma positiva esta iniciativa y no considera conveniente reducir la exigencia de calidad que la propia empresa aplica a su servicio.

Para el régimen permanente, la URSEA entiende que un ajuste de 14 a 12 horas, en un plazo de tres años, es una meta razonable para los consumidores de áreas rurales.

Independientemente del estado actual de la tecnología de UTE, el VADE reconoce la remuneración de una empresa eficiente. En cualquier caso, las instalaciones con cable subterráneo son extremadamente escasas en la red adaptada de las zonas rurales.

Cabe reiterar que, de acuerdo al Artículo 91 del Reglamento de Distribución, las metas de calidad no se aplican cuando se configuran causales de fuerza mayor.

3.10.6 *Cálculo de compensaciones*

Otras contribuciones sobre compensaciones a los usuarios en 3.5.1; 3.6.1; 3.6.6; 3.7.5 y 3.10.11.10.

3.10.6.1 Artículos 16 y 17

Contribución

“Por lo actualmente redactado UTE entiende que se deben calcular las eventuales compensaciones para cada uno de los tres indicadores, para luego tomar el máximo de los tres valores calculados.

Quizás entonces debería aclararse que ‘si se excedieran las metas de continuidad para cualquiera de los tres, se calculará el monto correspondiente a solamente el mayor de ellos’.

Sugerencia: UTE solicita se especifique en forma más clara la forma de cálculo de compensaciones”.

Respuesta

Se modificará la redacción de los artículos 16 y 17, de modo de evitar confusiones. Se aclarará que la compensación por concepto de duración máxima de interrupción se aplica siempre que se supere el correspondiente indicador individual, independientemente del resultado de los indicadores T_{ca} , F_{ca} , T_{ci} y F_{ci} techo.

3.10.6.2 Compensaciones a consumidores deudores (Artículo 18)

Contribución

“Se propone que en el caso de los consumidores deudores, el valor de las multas pueda ser utilizado para cobrar créditos vencidos, a criterio de la Distribuidora”.

Respuesta

UTE propone que en el caso de los consumidores deudores, el valor de las multas pueda ser utilizado para cobrar créditos vencidos.

En principio, la habilitación para que el Distribuidor interrumpa el servicio por falta de pago prevista en el artículo 22 del Reglamento de Distribución, evita que se generen adeudos significativos. Asimismo, en caso de adeudos recientes o cuando existe un convenio de pago por una deuda anterior, las obligaciones figuran en la factura que se emite por lo cual la compensación termina por deducirse del monto facturado.

Distinto es el caso de las deudas antiguas, con posterior reconexión del servicio y sin convenio de pago, debiendo estar el Distribuidor a las posibilidades que le dan las reglas de derecho que regulan la compensación como modo de extinguir obligaciones.

3.10.6.3 *Cálculo de compensaciones en el régimen transitorio (Artículo 19)*

Contribución

“Observamos que en las fórmulas de cálculo de compensación por Tca, aparece un factor w_k , el cual razonablemente debería tener un valor promedio 1 y no ser siempre mayor que 1 como se indica en el artículo.

Sugerencia: Entendemos que se debería modificar dicha definición. Solicitamos se aclare mejor la forma de cálculo del FMP_i y en especial como se realiza la factura promedio, sobre todo en los temas de impuestos, cargos fijos y cargo por potencia contratada”.

Respuesta

Se acepta la sugerencia de UTE. Se modificará la definición del indicador w_k en el Artículo 19:

w_k es un factor ponderador que depende de la hora y de la tarifa. Su valor inicial se fija en 1 (uno) y en el futuro será determinado por el Regulador con una anticipación no inferior a 6 (seis) meses respecto de su aplicación.

La definición del cálculo de la factura mensual promedio FMP_i se modificará:

FMP_i se calcula como el promedio de los distintos cargos (fijos y variables) abonados por el consumidor en las facturas de los últimos seis meses, valorizados según la tarifa vigente al momento del pago de la compensación. El cálculo no incluye impuestos.

3.10.6.4 *Consideración de interrupciones programadas (Artículo 20)*

Contribución

“De acuerdo con lo anteriormente comentado por UTE para la frecuencia en cortes programados se debería incluir un factor f_k ídem que en el Art. 19”.

Respuesta

Esta observación fue contestada en 3.10.4.3.

Otras observaciones sobre consideración de interrupciones programadas en 3.5.6; 3.7.1.4 y 3.10.1.4.

3.10.6.5 *Cálculo de compensaciones en el régimen permanente (Artículo 22)*

Contribución

“Se solicitan las mismas aclaraciones en cuanto a la forma de cálculo de las compensaciones que las anteriormente solicitadas para el régimen transitorio (Art. 19 al Art. 21)”.

Respuesta

Las aclaraciones solicitadas para el cálculo de compensaciones en el régimen transitorio se aplicarán también para el régimen permanente.

3.10.7 Información a remitir al Regulador (Artículos 30 y 31)**Contribución**

“Dado que se exige que los sistemas deben ser auditables, que el periodo de control es semestral, el envío de información diaria sobre interrupciones ocurridas cada día parecería un proceso engorroso, redundante y no permite al Distribuidor consolidar la información y realizar los controles de consistencia y calidad mínima necesaria sobre la información a suministrar por la empresa. Asimismo la implementación de los controles requeridos no contempla el funcionamiento de los centros de maniobra ni los procesos por los cuales se gestionan las incidencias y su control de calidad, los cuales tiene una realidad más compleja que la visión del Regulador implícita y expresada en el presente artículo. Asimismo debemos destacar que en la mayoría de los marcos de la región no hemos encontrado esta forma de trabajo.

El envío de información como la requerida por el Regulador va implicar a la Distribuidora a mayores desarrollos informáticos y la implementación de procedimientos de trabajo que seguramente induzcan a mayores costos.

Sugerencia: Se eliminen estos requerimientos. Adecuar los plazos a la revisión mencionada sobre los plazos generales de implementación de las etapas”.

Respuesta

Este tema fue tratado en las reuniones entre el Regulador y los representantes de UTE en el proceso de elaboración del proyecto de Reglamento. Como fue expresado en esas oportunidades, el objetivo del requerimiento de información diaria es contar con datos que posibiliten la realización de verificaciones parciales, reduciendo la frecuencia de las necesarias auditorías a los sistemas del Distribuidor. Estas auditorías son costosas y provocan inconvenientes en la gestión del Distribuidor durante su realización. La URSEA entiende que ambos efectos son indeseables y, por lo tanto, procura minimizarlos a través del uso de información que, de todas formas, UTE registra ya actualmente para su gestión.

Según lo establecido en el proyecto, la empresa dispone de 5 (cinco) días hábiles en el período transitorio y de 2 (dos) en el permanente para realizar la verificación y consolidación correspondiente.

El VADE reconoce, en la remuneración del Distribuidor, la existencia de Centros de Maniobras de Distribución (CMD) con los que UTE cuenta hace más de cinco años, conformados por personal capacitado y asistido por sistemas informáticos especializados y sistemas de comunicaciones adecuados.

UTE solicita, además, que se extienda el plazo para presentar los formatos, tamaños y descripción de las bases de datos, en el marco de la revisión general de las etapas de implementación. Al respecto cabe recordar que el período sin compensaciones a los usuarios se extenderá en seis meses, a un año. En este segundo semestre ya se comenzará a recolectar la información y se ajustarán las imperfecciones que se constaten en los procedimientos. Por lo tanto, tal como lo establece el Artículo 31, es necesario que los sistemas del Distribuidor estén en condiciones de realizar esta tarea antes de comenzar esa etapa. El plazo de tres meses para la presentación de la propuesta por parte del Distribuidor se considera, en consecuencia, apropiado, ya que permite destinar los siguientes tres meses al ajuste de los mismos entre el Regulador y la empresa.

3.10.7.1 Pruebas para la configuración de causal de fuerza mayor (Artículo 32)

Contribución

“En líneas generales observamos que se ha seguido el esquema utilizado por el ENRE de Argentina el cual debería tener una adaptación mayor a la realidad y terminología local.

Asimismo respecto al presente artículo haciendo referencia a los casos de fuerza mayor que se detallan en la Tabla 6 se realizan los siguientes comentarios:

Se piden fotografías certificadas. Para poder realizar dichas fotografías en la práctica obligaría a contar con una cámara fotográfica por cada brigada ya sea de operación como de mantenimiento, recordando que las mismas se distribuyen por todo el territorio, ya que es imprescindible para la comprobación tener dichos equipos en los momentos precisos en que ocurren los hechos.

Además se solicita autenticar dichas fotografías. Para esto último se deberá llevar a un escribano de la empresa o contratar escribanos locales al lugar de los hechos, para que compruebe los mismos y luego certifique las fotografías. Eso implicaría más traslados y su costo asociado.

Se solicita exposición civil ante la policía con testimonios de terceros ajenos al Distribuidor.

No en todos los casos es posible contar con testigos oculares, recordemos que estamos hablando de casos como el de condiciones atmosféricas adversas, un país como el Uruguay con una baja densidad de población, todo lo cual en algunos casos llevará a UTE en verse en la necesidad del traslado de terceras personas al lugar de los hechos y luego eventuales concurrencias de los mismos a los juzgados en los casos en que sea necesario.

Debemos recordar que son estos mismos funcionarios los que trabajan en la red y la fuente de toda la información que ingresa en los sistemas corporativos de la empresa.

Se solicita copia de causa judicial certificada. No queda claro en que casos se requerirá esta prueba.

Por ejemplo si se requerirá en casos de terceros que dañen la red de UTE (excavaciones, accidentes de tránsito, etc.) o hurtos de equipos de la Distribuidora.

Estos procedimientos escapan al control de la empresa Distribuidora.

Una cuestión muy importante es la cantidad de formularios que deben enviarse en casos de condiciones meteorológicas adversas.

Trataremos de aclarar con un ejemplo. Los hechos gravísimos ocurridos el día 10 de marzo del 2002 provocaron cientos de incidentes en todas las redes de distribución en ese día y días subsiguientes. En este caso, teniendo en cuenta lo que expresa el formulario. ¿Implicaría un envío de un formulario por cada instalación afectada? ¿Puede enviarse un solo formulario con todas las instalaciones afectadas?"

Respuesta

UTE señala lo que, a su juicio, son requisitos excesivos para la prueba de causales de fuerza mayor. Al respecto cabe precisar que, como se indica en el formulario correspondiente -"resumen de las pruebas aportadas"-, no se trata de presentar la totalidad de las pruebas mencionadas para cada caso, sino aquellas que sean necesarias para la circunstancia particular. A modo de ejemplo, la ocurrencia de una tormenta no requerirá la presentación de testigos.

De la misma manera, cuando el formulario indica "instalación afectada" no se refiere a cada tramo de línea o a cada centro de transformación, sino a las redes afectadas. Esta referencia puede indicarse de diferentes maneras, por ejemplo, por área geográfica (indicación del tipo: "redes de media y baja tensión del departamento de Canelones alimentadas desde la reductora XX"), con las precisiones que se consideren necesarias en cada caso.

Otras contribuciones sobre causales de fuerza mayor en 3.2.4; 3.5.10; 3.7.3; 3.9.2 y 3.10.4.2.

3.10.7.2 Origen de las interrupciones (Tabla 8)

Contribución

"Origen. (Externo o interno): Se solicita la aclaración de este tema, o si es de acuerdo a la definición del Art. 90 del Reglamento de Distribución.

Conf_red: se solicita aclarar sobre que se entiende sobre red alterada”.

Respuesta

Tal como interpreta UTE, “condición de falla externa” es la citada en el literal b) del Artículo 90 del Reglamento de Distribución.

El término “alterada” no se refiere a la red sino a la configuración de la misma y significa que no es la configuración habitual.

3.10.7.3 Incidencias no computables (Tabla 9)

Contribución

“Causa: Se aclara que no es posible registrar las interrupciones menores a 1 min”.

Respuesta

De la observación formulada por UTE se infiere que las interrupciones menores a un minuto que no pueden ser registradas refieren a aquellas por reconexiones automáticas. De acuerdo a la información aportada por la empresa, tanto los reconectores como los interruptores disponen de contadores de accionamiento. Estos dispositivos registran las interrupciones, si bien no el momento exacto en el que se producen. Para este tipo de interrupción, el Regulador considera suficiente la información que los dispositivos están en condiciones de aportar: número de interrupciones y zona afectada en cada interrupción.

El período de control se coordinará con la empresa de modo que coincida con las visitas de mantenimiento rutinarias. La Tabla 9 se modificará para considerar un período de información distinto del mensual para estas interrupciones.

3.10.7.4 Reposiciones (Tabla 10)

Contribución

“Usu_BT: No queda claro si esto significa todos los usuarios conectados en la red de tensión BT”.

Respuesta

Usu_BT, de acuerdo a la definición incluida en la Tabla, refiere a todos los usuarios que quedan con tensión luego de la reposición que se está reportando.

3.10.7.5 Usuarios en ST, MT y BT afectados (Tabla 12)

Contribución

“No queda claro si aquí deben darse todas las identificaciones de los usuarios o la cantidad de usuarios”.

Respuesta

La Tabla 12 se modificará para indicar que se refiere a la cantidad de usuarios.

*3.10.7.6 Instalaciones de MT para configuración de red normal (Tabla 13)***Contribución**

“La exigencia del dato de los kVA instalados por alimentador parece una necesidad en regulaciones donde los indicadores ponderan los kVA afectados”.

Respuesta

El dato de los kVA instalados por alimentador no se usa directamente para el cálculo de indicadores, pero aporta información relevante sobre la red.

*3.10.7.7 Reclamos de usuarios (Tabla 16)***Contribución**

“Manza_us: La empresa no cuenta con la codificación de la manzana”.

Respuesta

Es pertinente la observación de UTE. Se eliminará el concepto “Número de manzana”.

*3.10.7.8 Compensaciones por usuario (Tabla 18)***Contribución**

“Se solicita que se modifique solamente solicitando los consumos de los últimos 6 meses”.

Respuesta

Se acepta la solicitud de UTE. Se requerirán los consumos de los últimos seis meses.

*3.10.7.9 Emergencias en el sistema eléctrico (Artículo 35)***Contribución**

“Con las exigencias establecidas en el presente artículo el Regulador pretende estar informado de la ocurrencia de la incidencia de cierta relevancia pero no agrega valor a la resolución y la comunicación a los interesados de la misma, responsabilidad que en ese momento asume la empresa la cual debe estar dedicada con todos sus recursos a resolver el problema y en casos graves comunicar la situación a la población afectada.

Asimismo debemos comentar:

- Informar sobre una interrupción que afecte 200 subestaciones parece exigente para algunas zonas rurales ya que puede representar aproximadamente menos de 1000 usuarios.

- En el caso de transformadores de AT/MT o MT/MT que salgan de servicio UTE aclara que esto puede deberse muchas veces a maniobras y/o contingencias normales de servicio y que no implica en muchos casos situaciones de emergencia y la importancia relativa depende mucho de la potencia de los transformadores en cuestión que tiene una gama de potencia muy amplia.
- No queda claro si la información debe seguir enviándose entonces cada hora si la incidencia no pudo aun resolverse.

El hecho de tener que enviar toda esta información puede en algunos casos complicar el funcionamiento de los Centros de Maniobra de Distribución situados en cada Gerencia en el país, quienes son los responsables por la gestión de las redes, sobre todo en días pico. La función primordial de dichos Centros de Maniobra es la reposición del servicio a los usuarios y es en situaciones de emergencia en donde deben aplicar todo su potencial en la resolución de los problemas en las instalaciones.

Asimismo la comunicación por los medios previstos es relativa ya que el Regulador no mantiene un servicio 24 horas los 365 días del año.

Sugerencia: La propuesta de UTE es la revisión de estas condiciones de emergencia para que el Regulador reciba la información que necesita, en los casos en que ambas partes acuerden, que resulten razonables y acordes con los desempeños normales de la explotación de las redes”.

Respuesta

Teniendo en cuenta la contribución de UTE, se modificará la caracterización de la magnitud de la contingencia, especificándola en 25.000 usuarios o 5MW. La información requerida al Distribuidor se limitará a tres informes: el primero, en un plazo de una hora hábil (entre las 9 y las 20 horas, de lunes a viernes) de producida la contingencia (de acuerdo al formulario del Anexo III, se deberá especificar la hora del evento y la cantidad de usuarios afectados); el segundo, cuando se haya solucionado; y el tercero, tres días hábiles después, será un “informe pormenorizado del acontecimiento y sus consecuencias”.

3.10.8 Información en la factura de los usuarios (Artículos 36 y 37)

Contribución

“En estos puntos se hace notar que los costos asociados son de relevancia y deberían ser reconocidos”.

Respuesta

Se estima imprescindible que el consumidor pueda contar con la información a la que refieren estos artículos. UTE no aporta datos que posibiliten evaluar el costo adicional

de incluir en la factura dicha información ni indica qué conceptos determinarían el incremento.

Otra contribución sobre información a los usuarios en 3.6.2.

3.10.9 *Perturbaciones (Artículo 40)*

Contribución

“Literal b). No queda claro en la redacción el alcance total de las actividades del Distribuidor respecto a controlar a los Grandes Clientes.

Sugerencia: Sería conveniente aclarar el significado del control mencionado.

Asimismo se considera importante agregar una frase sobre algunas responsabilidades de los usuarios que contengan lo siguiente: “en aquellos casos en que la eventual interrupción y/o perturbaciones del suministro de energía eléctrica pudiera producir alteraciones en procesos, pérdida de materia prima, de datos o memorias en sistemas de computación, el usuario, deberá prever integrando a la instalación interna, a su cargo, sistemas de protección y, en caso de ser necesario, fuentes auxiliares de emergencia que eviten tales contingencias”.

Eso ayudaría a los usuarios a tomar siempre las debidas precauciones en los casos en que así lo consideren necesario”.

Respuesta

El artículo que motiva la consulta refiere de forma genérica a la obligación del Distribuidor de controlar a los Grandes Consumidores. El detalle de las exigencias en ese sentido se establecerá en la normativa correspondiente.

La URSEA no entiende pertinente incluir en este Reglamento, recomendaciones a los consumidores sobre cómo proceder para evitar alteraciones en sus procesos internos.

Otras contribuciones sobre Perturbaciones en 3.2.2; 3.4.1 y 3.8.1.

3.10.10 *Niveles de tensión (Artículo 42 al 53)*

3.10.10.1 *Tensión nominal del suministro (Artículo 42)*

Contribución

“Si bien entendemos que el Regulador utiliza una Normativa Interna de UTE para fijar los niveles de Tensión la misma se encuentra en etapa prueba y revisión.

De los registros realizados por UTE surge que la tensión nominal de suministro debería ser 6,4 kV (nivel de usuario).

Sugerencia: Se tome como nivel de tensión de suministro el valor propuesto por UTE de 6,4 kV”.

Respuesta

Como se indica en 3.2.1, de acuerdo a la información aportada por UTE en esta Consulta Pública, el valor nominal de la tensión de suministro en media tensión será fijado por el Regulador, en el Reglamento de Calidad, en 6.4 kV. La adecuación de este valor se continuará monitoreando durante la aplicación del Reglamento.

Otras contribuciones sobre valores nominales de tensión en 3.2.1 y 3.7.6.

*3.10.10.2 Metas (Artículo 44)***Contribución**

“Tabla 3. Parece existir algún error sobre las bandas definidas en BT para aplicación del Ap. La duda surge ya que se entiende que si los valores admisibles son entre -12 y +6 entonces el intervalo para calcular el factor de peso no debería citar al valor -10”.

Respuesta

Tal como lo señala UTE, existe un error en los valores de la Tabla 3, que será corregido.

*3.10.10.3 Elección del factor AP en las compensaciones a los usuarios (Artículo 45)***Contribución**

“No queda claro cómo se elige el factor Ap a aplicar para el cálculo de las compensaciones”.

Respuesta

UTE solicita aclaraciones sobre la definición del factor AP. Las desviaciones más allá de las bandas definidas pueden considerarse tensión inadmisibles para el uso. Por lo tanto, se aplica un factor de peso (AP) del mismo valor que el factor de amplificación considerado para las interrupciones.

El factor AP se aplicará al tiempo de desviación correspondiente a cada banda.

*3.10.10.4 Criterios para medida y almacenamiento de datos (Artículo 49)***Contribución**

“En este artículo se exige a los 6 meses de la aprobación del Reglamento:

a) Un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras de todas las estaciones de Subtransmisión y Transmisión.

Esto obliga al Distribuidor a realizar medidas en todas sus estaciones y en estaciones pertenecientes al Trasmisor.

Para cumplir con las exigencias UTE debe:

- Conocer las especificaciones técnicas de los equipos de medida que se solicita se coloquen en las instalaciones.
- Iniciar el proceso de compra de todos los equipos necesarios de acuerdo con el TOCAF cumpliendo con todos los plazos legales existentes.
- Iniciar un proceso de licitación pública para adaptación de algunas instalaciones y montajes de los equipos mencionados al igual que en el punto anterior.

b) Un registro mensual de al menos un 2% de los centros de transformación urbanos y 0.5% de los centros de transformación rurales por un periodo no inferior a 7 días corridos. Al igual que en apartado a) se debe realizar la compra de los equipos de medida a posteriori que el Regulador defina las especificaciones técnicas valiéndose de las mismas observaciones realizadas para el plan de medida anterior.

Es por todo lo anterior que UTE considera que los plazos previstos por el Regulador no son suficientes para el cumplimiento de lo solicitado.

Sugerencia: Se debería revisar el criterio de medir en centros de transformación y barras de estación realizando las medidas a nivel usuarios.

Se deberían revisar los plazos para la implementación de las campañas de medida los cuales deberían contabilizarse a partir de la definición de las directivas y especificaciones técnicas de los equipos que elabore el Regulador”.

Respuesta

Tal como fue adelantado en reuniones previas, la intención del Regulador es adecuar los requerimientos iniciales a las posibilidades actuales y diseñar, conjuntamente con la empresa, un plan de adaptación gradual al equipamiento definido como adecuado. Para cumplir con este objetivo es indispensable para la URSEA contar con la información sobre los equipamientos que actualmente UTE tiene instalados, en *stock* o en proceso de compra, que fuera oportunamente solicitada.

Por otra parte, cabe reiterar que el período sin compensaciones por el Reglamento de Calidad se extenderá de seis meses a un año.

3.10.10.5 Campañas de medida-curvas de carga (Artículo 50)

Contribución

“En el presente artículo se plantea que durante la campaña de medida de niveles de tensión también se deberán adquirir datos sobre curvas de carga. Los equipamientos necesarios para realizar medida de curvas de carga tienen costos superiores a registradores comunes de tensión.

A efectos de comprender el alcance del presente artículo se solicita se aclare cuáles son magnitudes eléctricas que deberán ser relevadas en cada punto de medida”.

Respuesta

Los datos sobre curva de carga son necesarios a efectos tarifarios. Por lo tanto, se entendió conveniente coordinar la obtención de información a efectos de reducir costos. La URSEA entiende que la definición de lo planteado por UTE se realizará en la etapa de preparación.

La redacción del Artículo 50 se modificará para especificar que solo una parte de los registradores deberá tener la capacidad de procesar información sobre curvas de carga.

3.10.10.6 Puntos de medida (Artículos 49 y 51)

Contribución

“A las medidas exigidas en el Art. 49 se agrega la medida de 50 puntos más seleccionados por el Regulador. Valen los comentarios de los apartados a) y b) del Art. 49.

Asimismo cuando se habla que a partir de la finalización del régimen transitorio el Distribuidor deberá tener al menos un punto de medición cada 4.000 puntos de entrega y con una variación mensual, no se aclara si deben seguir realizando las mediciones de la etapa transitoria.

En caso de superponerse se entiende el número de puntos es sumamente exigente respecto a lo visto en otros marcos de la región.

En caso contrario parecería que existe cierta inconsistencia entre las etapas.

Se solicita aclarar el presente artículo”.

Respuesta

Se adaptarán las exigencias de mediciones del Artículo 49, reduciendo de 2% a 1%, de los centros de transformación MT/BT urbanos y de 0.5% a 0.2%, de los centros de transformación MT/BT.

A estas mediciones se suman, en el período transitorio, 50 puntos de la red seleccionados por el Regulador. En el régimen permanente, a los puntos de medición previstos en el Artículo 49 se agregarán al menos uno cada 4000 puntos de entrega, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 51.

3.10.11 *Calidad del Servicio Comercial*

3.10.11.1 *Aspectos generales*

Contribución

“Los aspectos que se controlarán de la Calidad del Servicio Comercial, son los plazos en la conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia, facturación estimada, plazos de cortes y reconexiones, errores de facturación y respuestas ante reclamaciones.

Se requiere información adicional a incluir en la factura y posiblemente se tenga que rediseñar el preimpreso (Art. 54 y Art. 55).

Se deberán realizar modificaciones para incorporar y detallar en la factura las compensaciones que se realizarán a los usuarios.

Se establece una entrega de la factura con 7 días de antelación (Art. 56), lo que implicaría un incremento del ciclo comercial.

Dada la obligación de asesorar al usuario en cuanto a la tarifa y potencia a contratar, se entiende prudente adecuar el contrato de forma que en él figure una cláusula sobre la conformidad del usuario al respecto, para evitar posibles reclamaciones posteriores (Art. 57).

Se deberán implementar mecanismos y procedimientos para el control, seguimiento y registro de las reclamaciones, por una vía informática.

Se deberán crear nuevos informes de acuerdo a los anexos del reglamento así como desarrollar nuevos módulos de cálculos para la determinación de las metas y los montos de las compensaciones a pagar por la calidad comercial”.

Respuesta

En esta observación, UTE indica nuevamente un sobrecosto originado en la mayor información que deberá hacerse llegar al consumidor. Al igual que en el punto 3.10.8, la empresa no aporta información que permita evaluar la relevancia de los costos mencionados.

UTE señala asimismo que el enviar la factura con siete días de anticipación implicará un incremento del ciclo comercial. Actualmente, de acuerdo a ejemplos reales, el plazo entre la emisión y el vencimiento es de entre 14 y nueve días. Este ciclo implica que la empresa dispone de entre dos y siete días para distribuir las facturas que llegarán a los usuarios siete días antes del vencimiento. Según una consulta realizada a la Administración Nacional de Correos, que se adjunta, ese organismo puede hacer llegar las facturas en 48 horas dentro de Montevideo, en 72 horas en las zonas urbanas del interior y en 96 horas para las zonas rurales. En virtud de esta información se reducirá el plazo de anticipación para las zonas rurales de 7 (siete) a 5 (cinco) días.

En lo atinente a la sugerencia de incluir una cláusula en el contrato con el cliente, en la que éste declare que ha sido asesorado correctamente, cabe señalar su inconveniencia, dado que se trata de un típico contrato de adhesión. No se considera conveniente que el usuario renuncie a cualquier reclamo por el asesoramiento antes de conocer los efectos de dicho asesoramiento.

3.10.11.2 Conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia (Artículo 65 al 71)

Contribución

“Como antecedente se debe mencionar lo siguiente:

- La referencia empleada por la UREE para la elaboración de la tabla de plazos máximos, se indica en el punto 4 del documento Resumen publicado en su página WEB en el cual se expresa: *‘Para el caso de la atención comercial se tomaron las metas propuestas por UTE’* (ya comentado al principio de este informe).
- En el punto 8 del mismo documento, establece: *‘No se aplicará período de transición para el servicio comercial’*. Lo cual se considera en el sentido que no corresponde aplicarlos debido a que son las vigentes en UTE y por ende no requerirían período de adaptación”.

a) Normativa vigente en UTE:

Lo realmente propuesto por UTE corresponde a las metas vigentes en UTE al momento, que son las siguientes:

a.1) Normativa de Solicitud de Suministro: establece plazos para comunicación de cargos de conexión y para la ejecución de obras y conexión.

Concepto	Descripción			Días Hábiles	Responsabilidad		
					Montevideo	Interior	
<i>Comunicación de los derechos de carga al solicitante</i> Vigencia: 2 meses se adiciona 1 mes a valores actualizados	Suministro en B.T.	No se necesitan inst. de extensión	≤ 8.8 kW (sin obra)		3	Subgerencia de Proyectos	Of. Com.
			Otros		10		Of. Com.
		Se necesitan inst. de extensión.	≤ 10 kW	≤ 50 m	10		Of. Com.
				> 50 m	10		Distrito
			≤ 50 kW	≤ 500 m	10		Distrito
				> 500 m	10		S.G.Obras y Proy.
	> 50 kW	Sin SSEE	15	S.G.Obras y Proy.			
	Con SSEE		25	S.G.Obras y Proy.			
	Suministro en M.T. y A.T.	≤ 22 Kv		30	S.G.Obras y Proy.		
		> 22 Kv		90	G.S. Proyectos y Normaliz.		
Detención de plazos: cuando el solicitante no haya entregado la documentación requerida.							
<i>Ejecución de las obras y conexión</i> Comienza luego de: . Pago cdo. . Conforme . Pago del 75% por 50% solicitantes	Suministro en B.T.	No necesita obra		3	Subgerencia de Obras	S. Técnico	Of. Com.
		≤ 10 kW	≤ 50 m	50		Of. Com.	
			> 50 m	50		Distrito	
		≤ 50 kW	≤ 500 m	50		Distrito	
			> 500 m	60		S.G.Obras y Proy.	
		> 50 kW	≤ 500 m	60		Distrito	
			> 500 m	60		S.G.Obras y Proy.	
			Sin SSEE	60		S.G.Obras y Proy.	
	Con SSEE		90	S.G.Obras y Proy.			
	Suministro en M.T. y A.T.	≤ 22 kV		100		S.G.Obras y Proy.	
> 22 kV		A determinar según las obras.		S.G.Obras y Proy.			
Detención de plazos cuando: <ul style="list-style-type: none"> • No se tienen permisos o autorizaciones • Mientras no se entregue el local para SSEE ¹ • Falta entrada (aérea) o canal (subterráneo) ¹ • No están debidamente aprobadas las instalaciones interiores ¹ 							

a.2) Resolución del Directorio de UTE N° 99-2123 del 26 de agosto de 1999: establece compromisos de auto penalizarse en el caso de comunicar presupuestos hasta 50kW, en plazos mayores que los que se indican.

5.-Comunicación de Presupuestos estimativos y definitivos para instalaciones en baja tensión y cargas hasta 8,8 kW

Alcance: Todos los clientes de la empresa que soliciten un presupuesto y que:

- sea para un suministro en baja tensión, con una carga menor o igual a 8,8 kW;

¹ Excepto en Electrificación Rural.

- haya líneas existentes frente a la unidad consumidora y sin necesidad de obra;
- el cliente haya presentado toda la información y certificados exigidos por la reglamentación vigente.

Compromiso: Enviar el presupuesto al cliente dentro de los 6 días hábiles posteriores a la fecha de solicitado, siempre que no exista un impedimento imputable al cliente.

Penalización: Si no se envía el presupuesto en el plazo comprometido se indemnizará al cliente con \$200 los que se le acreditarán en la facturación siguiente del suministro que el cliente lo indique, una vez que el mismo haya sido notificado.

6.-Comunicación de presupuestos estimativos y definitivos para instalaciones en baja tensión y cargas hasta 50 kW.

Alcance: Todos los clientes de la empresa que soliciten un presupuesto y que:

- sea para un suministro en baja tensión con obra a cargo de UTE y con una carga menor o igual a 50 kW;
- el cliente haya presentado toda la información y certificados exigidos por la reglamentación vigente.

Compromiso: Enviar el presupuesto al cliente dentro de los 20 días hábiles posteriores a la fecha de solicitado, siempre que no exista un impedimento imputable al cliente.

Penalización: Si el presupuesto no se envía en el plazo comprometido se indemnizará al cliente con \$200 los que se le acreditarán en la facturación siguiente del suministro que el cliente lo indique, una vez que el mismo haya sido notificado.

Esta resolución implica que para los casos que se han sombreado en la tabla de la Norma de Solicitud de Suministro, la auto penalización se aplica en caso de superarse un plazo igual al doble del indicado en la tabla de la Norma UTE de Solicitud de Suministro.

En base a lo anterior, los plazos realmente propuestos por UTE corresponden a la normativa vigente al momento en la empresa (Norma de Solicitudes de Suministro y Resolución 99-2123) y son los únicos que es posible aplicar al momento.

Estos plazos responden a la experiencia histórica de UTE, excluyendo los tiempos en que la obra o trámite se encuentra detenido por aspectos pendientes de resolución por el Cliente (*pendiente del solicitante*). En la actualidad el porcentaje de cumplimiento varía en el entorno del 85 al 95% de las metas indicadas.

La excepción en el cumplimiento de estos plazos son los casos particulares, en que ya sea por las características de la obra (complejidad o extensión), por razones de fuerza mayor, o por la realización de trámites o autorizaciones externos a UTE, el plazo anterior se extiende a valores mayores.

También existen casos en que es posible realizar ajustes en la gestión de los obras, lo que indica la posibilidad de considerar metas inferiores a las vigentes en UTE.

b) Aspectos generales de los plazos establecidos en el Reglamento de la UREE:

La UREE establece una apertura extremadamente reducida de los distintos tipos de conexiones posibles. El problema se encuentra en que al realizar el agrupamiento de situaciones diferentes (obras complejas con simples), se asignarán plazos de obras simples para aquellas que no lo son.

Si bien la UREE en el artículo 65 establece que para realizar la clasificación de los distintos tipos de conexiones tiene en cuenta los tipos de obras: *'Se considerarán para el establecimiento de estos plazos las eventuales obras a realizar para la conexión o el aumento de potencia solicitados'*, posteriormente realiza un agrupamiento en un número extremadamente reducido de tipos, dejando establecido en el artículo 69 que en casos en que la magnitud de la obra lo justifique el Distribuidor podrá solicitar plazos mayores.

A continuación se indican los casos en que se han realizado agrupamientos de conexiones que no son similares:

b.1) Acometidas desde red aérea con acometidas desde red subterránea:

El primer ítem de las conexiones establece:

Baja tensión sin modificación de red	P≤50 kW	5 día
	P> 50kW	15 días

En este agrupamiento incluye los suministros que tienen acometida desde red aérea junto con los que tienen acometida desde red subterránea. Esto implica que se superponen en un mismo grupo una conexión sin obra (acometida aérea) con una conexión con obra (acometida desde red subterránea). Es claro que esta última requiere un trabajo muy distinto ya que implica realizar excavaciones (autorización mediante), la caja de derivación y la conexión mediante cable subterráneo y eventuales cortes programados.

b.2) Obras con y sin centro de transformación y de distinta extensión:

Baja tensión con modificación de red	P≤50 kW	20 días
	P> 50kW	30 días

En este caso el agrupamiento realizado por la UREE, incluye suministros en baja tensión que requieren centro de transformación. Es claro que la complejidad de este caso es bien distinta a los suministros que solamente requieren extensión de la red

de baja tensión. Del punto de vista técnico la complejidad es equivalente a la de brindar un suministro en media tensión.

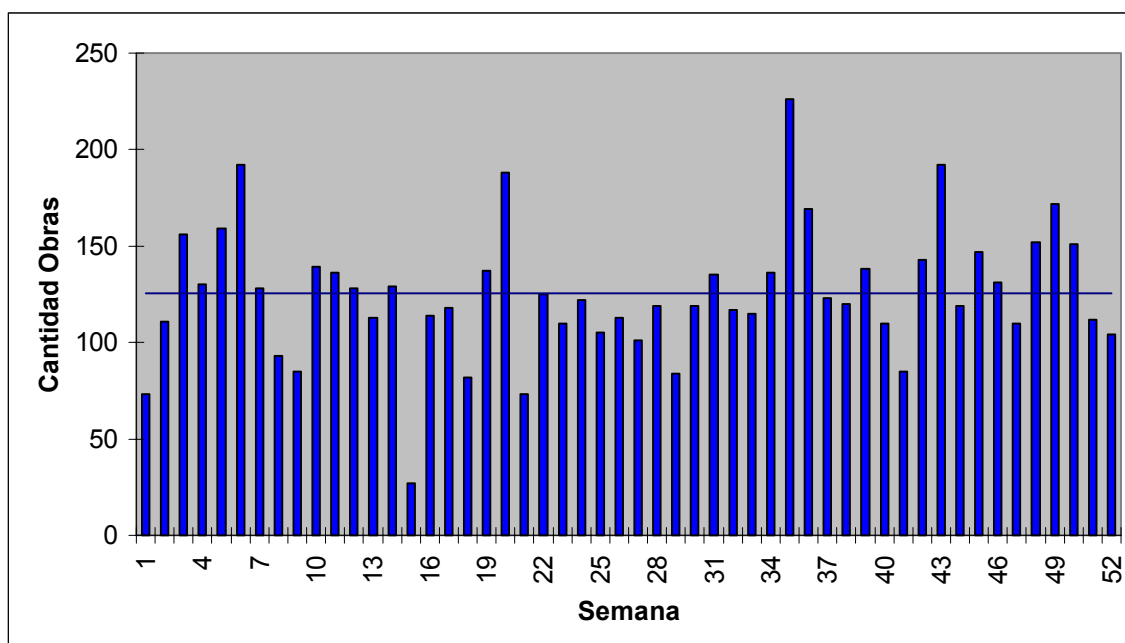
También agrupa suministros que requieren obras de distinto porte. Si bien en el artículo 69 establece que en caso de la magnitud de la obra lo justifique, se podrán otorgar plazos mayores, se entiende que es necesario establecer a priori una clasificación que permita identificar estos suministros con un plazo diferencial respecto a los que requieren una obra de magnitud menor. A modo de ejemplo se puede indicar que no es lo mismo una obra que requiera 20 metros de línea, que una que requiera 200 metros y que una que requiera 1.000 metros.

c) Posibilidad de reducción de tiempos actuales de UTE:

Para establecer la posibilidad de reducción de los tiempos actuales de UTE, se deben considerar los siguientes aspectos:

c.1) No uniformidad en el ingreso de solicitudes de conexión:

En el siguiente gráfico se muestra el ingreso semanal de solicitudes de conexión que ingresan a UTE y requieren obras (se muestra el año 2001):



Como se puede apreciar existe una notoria variabilidad a través del tiempo que se traduce en que la cantidad de trabajos pendientes no es constante.

Considerando los ámbitos normales de ejecución de obras (obras de conexión ejecutadas por Distrito), el comportamiento es aún más irregular.

Si adicionalmente consideramos la dispersión geográfica del interior del País, la situación es aun más compleja.

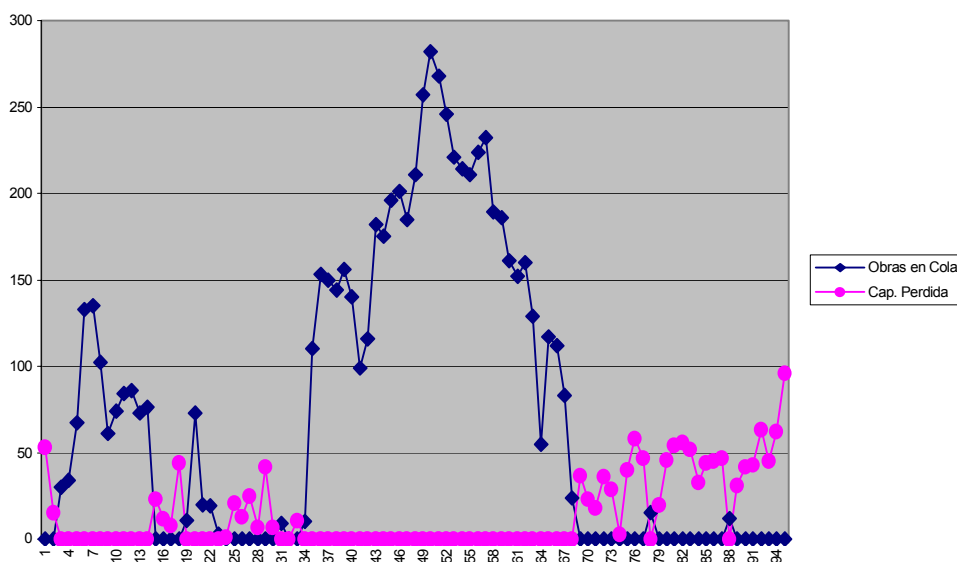
La capacidad de obra normalmente se contrata para ejecutar trabajos en forma uniforme, por lo que la irregularidad en el ingreso de pedidos de conexión, así

como la dispersión geográfica, implicará que se producirán “colas” de trabajo que están a la espera.

En el caso del gráfico la capacidad contratada debe ser equivalente a realizar un promedio de 126 trabajos semanales (promedio de conexiones pagas que ingresan).

Lo anterior implica que se generará una ‘cola’ de trabajos siempre que la cantidad de solicitudes que ingresan supera a la capacidad de obra.

Como forma de ilustrar la situación anterior, se presenta el modelado del tiempo medio que estará en espera las solicitudes, suponiendo que todas son iguales y se atienden en el mismo plazo (la cola de espera es independiente del plazo medio de resolución que se tome si suponemos una capacidad de obra suficiente para resolver simultáneamente el promedio de conexiones pagas que ingresa diariamente). En este gráfico hemos agregado los meses del 2002:



En azul se presenta las solicitudes que estarán en espera durante la semana debido a que la capacidad de obra no es suficiente para atenderlas inmediatamente.

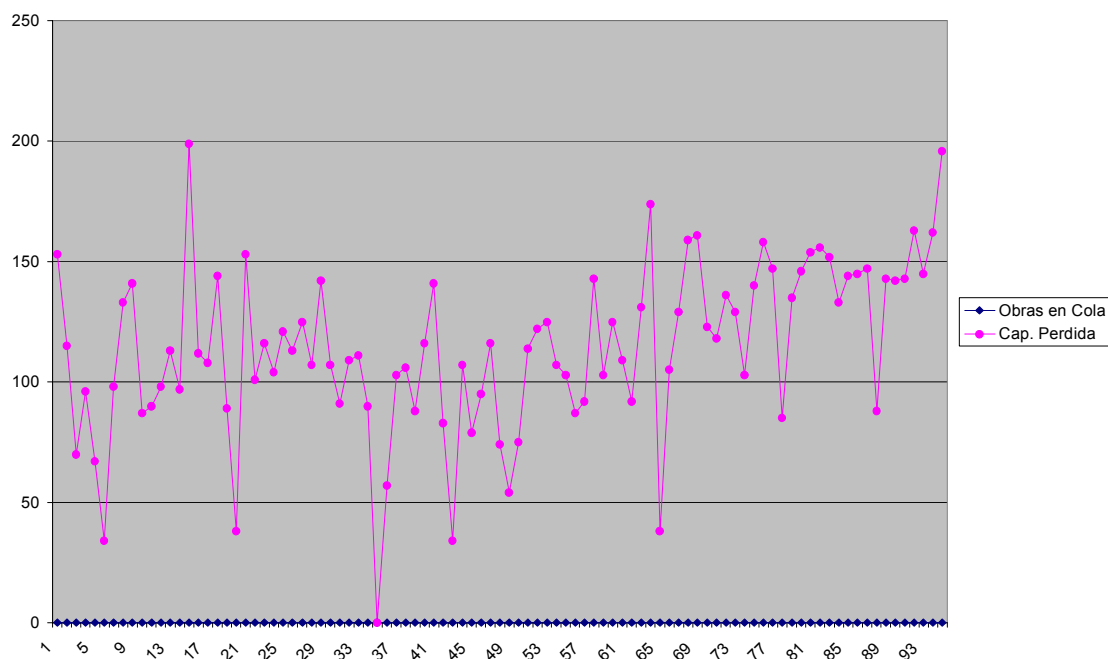
En rosado se presenta la capacidad de obra que estará ociosa durante los períodos en que la cantidad de solicitudes pagas es inferior a la capacidad de obra disponible.

Como puede observarse en la gráfica se demuestra que con capacidad de obra uniforme, se puede llegar a tener períodos en que los pendientes superan en más del doble a la capacidad de obra disponible.

Adicionalmente al tiempo de espera que tiene una obra al estar en la ‘cola’, está el problema de la atomización de solicitudes debido a que se presentan en forma dispersa en cada una de las localidades del interior. Esto implica que además del tiempo que una determinada obra se encuentra en ‘cola’, habrá que adicionarle el

tiempo de traslado de la cuadrilla que realizará la obra al lugar del suministro. Es claro que cuanto menor sea el tiempo de respuesta requerido también será menor la posibilidad de aprovechar el mismo traslado para atender varias solicitudes.

En caso de asignar una mayor capacidad de obra para que esté a la ‘espera’ de la solicitud para poder atender en forma inmediata, se obtiene el siguiente gráfico:



Como se ve en el gráfico anterior, los tiempos muertos han aumentado notoriamente, ya que salvo en la semana 35 (pico de ingreso conexiones pagas), en el resto existe capacidad ociosa. Esta capacidad ociosa tiene un costo que para el caso presentado tiene un valor equivalente al 32% de la obra realizada. Esto implica que dimensionar los recursos con capacidad ociosa para disminuir los tiempos de “cola” tiene un sobrecosto que puede llegar al 32% del monto de las obras.

Como conclusión de lo anterior, en la situación actual de UTE en que los contratistas mantienen un volumen de trabajo uniforme implicará que las solicitudes pagas que ingresen a un ritmo superior al que son ejecutados, se irán acumulando en una ‘cola de espera’.

En caso de requerirse tiempos menores que obligarán a disponer de recursos ociosos implicará un sobrecosto para UTE no incluido en el VADE.

Respuesta

UTE solicita reducir los requisitos de calidad para estos conceptos. Las metas para la calidad del servicio comercial se establecieron tomando en cuenta las propuestas e información aportadas por UTE en las reuniones mantenidas durante el proceso de elaboración del Reglamento de Distribución, así como durante el estudio del VADE.

El proyecto de Reglamento, del mismo modo que la normativa actualmente aplicada por UTE (sobre Resolución N° 99-2123 de 26 de agosto de 1999, ver 3.10.5.4), distingue

dos tipos de plazos máximos: para el tiempo entre la solicitud y la comunicación del Distribuidor de la habilitación para el pago y para el período entre el pago y la efectiva disponibilidad de la instalación para su conexión. Las metas para el primer concepto coinciden en la gran mayoría de los casos con las vigentes en la normativa actual de UTE.

En cuanto a las obras relacionadas con la conexión, la nueva reglamentación introdujo cambios en las responsabilidades de UTE, que hacen que los plazos hoy vigentes no sean compatibles con el nuevo régimen. Por esta razón, mientras las metas en materia de trámites son comparables, las referidas a la conexión efectiva no lo son.

Uno de los cambios relevantes en este sentido es la limitación de la obligación de suministro del Distribuidor a la Zona Electrificada, definida por el artículo 11 del Reglamento de Distribución como “la franja de 200 (doscientos) metros en torno de sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión”. En consecuencia, no se prevén plazos para obras más allá de esta distancia, como sí lo hace hoy UTE.

El Reglamento General derogó el Decreto N° 92/989, por lo que ya no existen aportes de clientes exigibles por UTE para las obras necesarias para proveer el suministro. No es necesario, por lo tanto, prever tiempo para las gestiones relacionadas con esas contribuciones.

Por otra parte, la nueva normativa sobre instalaciones interiores delimitará la responsabilidad del Distribuidor sobre las instalaciones de enlace y sobre instalaciones interiores propiamente dichas. Respecto a las primeras, la responsabilidad de UTE se limitará a la aceptación de la instalación, la cual deberá cumplir con las condiciones que se exijan y será responsabilidad del instalador su entrega en condiciones reglamentarias.

Sobre las metas y compensaciones por calidad del servicio comercial ver también 3.2.6; 3.6.1 y 3.6.6.

3.10.11.3 Definición de categorías de obras

UTE sostiene que las categorías definidas en el proyecto de Reglamento agrupan conexiones que requieren diferentes tipos de obras y, por lo tanto, no debería aplicarse a ellas el mismo plazo.

En particular, respecto del ejemplo B1), corresponde señalar que, en los plazos indicados por la URSEA, no se contabilizan las autorizaciones que requeriría este tipo de obra (Artículo 66 del proyecto de Reglamento). Asimismo, dado que se trata de una obra de conexión, el cable subterráneo, en caso de ser necesario, abarca solamente el tramo desde la vereda hasta el punto del medidor. El corte programado requiere de un aviso de dos días hábiles a través de medios de comunicación que tengan, en forma conjunta, un alcance no menor al 50% de la población a afectar; esto es, una población a lo sumo conectada sobre la salida de baja tensión de un centro de transformación de

media a baja tensión. Con un trabajo correctamente coordinado, restarían tres días para realizar el tramo de acometida subterráneo y la conexión (caja de derivación y tendido de tramo de acometida subterráneo), lo que se ajusta razonablemente a los plazos propuestos.

3.10.11.4 Ritmo de ingreso de solicitudes de conexión

UTE señala que, con su actual esquema de gestión, la falta de uniformidad en el ingreso de las solicitudes de conexión le impide cumplir con los plazos previstos en el proyecto de Reglamento.

Estas metas guardan similitud con las de otras regulaciones. La información que aporta UTE sobre su gestión actual de las conexiones no fundamenta que la capacidad de ejecución deba ser uniforme.

3.10.11.5 Carga agrupada (Artículo 65)

Contribución

“Art. 65. Aquellas solicitudes conjuntas o agrupadas en que por su ubicación física requieren una obra común y en general compleja, se considerarán como solicitud agrupada, correspondiendo aplicar el criterio que resulte de la carga agrupada, tanto para considerar el tipo de obra como para los plazos asociados. Es el caso de edificios, conjuntos habitacionales, barrios, etc.

Se propone el siguiente texto:

‘Se establecen plazos máximos de atención a una solicitud de nueva carga o de aumento de la existente especificando límites para el período transcurrido desde la solicitud hasta la comunicación del distribuidor de la habilitación para el pago, y para el período entre el pago y la efectiva disponibilidad de la instalación para su conexión. Se considerarán para el establecimiento de estos plazos las eventuales obras a realizar para la conexión o el aumento de potencia solicitados. En aquellos casos en que las solicitudes individuales por su ubicación física formen un conjunto que requiera una obra en común para atenderlas, se considerarán como solicitud agrupada, correspondiendo aplicar el criterio que resulte de la carga agrupada, solo a los efectos de considerar el tipo de obra y para los plazos asociados’.

Respuesta

Se considera pertinente la sugerencia de UTE respecto a introducir el concepto de carga agrupada, que se recogerá en el Artículo 65.

3.10.11.6 Demoras por causas ajenas al Distribuidor (Artículo 66)

Contribución

“Se debería incluir todas las menciones que según la normativa vigente requiera el otorgamiento de permisos tales como AFE, gasoductos, oleoducto, líneas de

transporte de energía, etc. Además hay otros casos en que se requieren permisos como por ejemplo: en las rutas concesionadas, en los terrenos rurales, que tienen las servidumbres de caminos y rutas, o los que tienen servidumbre de paso pero no de electroducto, etc.

No se debería computar en los plazos de cumplimiento, todos aquellos tiempos que sean originados por causas ajenas al Distribuidor, tales como:

- Pendientes del solicitante.
- Licencia de la construcción.
- Fuerza mayor.

Se propone el siguiente texto:

'En aquellos casos que se requieran permisos de Organismos del Estado tanto Municipales como Nacionales (incluye Entes Autónomos) o de particulares tanto Concesionarios de Servicios o espacios Públicos como propietarios de terrenos donde es indispensable establecer servidumbres de electroducto o ingresar para ejercer el derecho a usufructuar las mismas, se excluirán del cómputo del plazo los tiempos atribuibles a estos.

El Distribuidor deberá presentar comprobantes del trámite de los mencionados permisos, en los que constará la fecha de la solicitud y aprobación, así como documentación probatoria de los otros impedimentos señalados.

Se excluirán del cómputo, los plazos en que el trámite o la obra se vea detenida por razones imputables al solicitante, ya sea por no aportar la documentación requerida en la reglamentación o en el caso de las obras por no disponer de los nichos, canalizaciones e infraestructura necesaria y realizada de acuerdo a la reglamentación para la instalación de enlace o por verse impedido el acceso del Distribuidor a las mismas, así como también al centro de transformación si correspondiere.

Se excluirán de los cómputos los días fijados para la licencia de la construcción según lo establecido en el convenio del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, con el sindicato de trabajadores y la asociación de promotores de la construcción.

De la misma forma se excluirá del cómputo del plazo a todos aquellos casos que sean considerados como fortuitos o de fuerza mayor para la realización de la respectiva obra. Se considerarán como fortuitos o fuerza mayor:

- a) *Impedimentos provocados por actos de guerra, motines, robos o pillaje, sabotaje, atentados y daños delictivos.*
- b) *Impedimentos provocados por hechos accidentales y que no pueden ser controlados, imputables a terceros, tales como incendios, explosiones y caídas de aviones.*
- c) *Catástrofes naturales con impedimentos directos que tengan como causa determinante la intensidad normal de un agente natural, cuando las*

medidas habituales que se toman para evitar los mismos no son suficientes para prevenirlos.

- d) *Impedimentos impuestos por los poderes públicos.*
- e) *Huelga y paros que determinen una reducción en los días laborables del contratista.*
- f) *Lluvias. Son consideradas causa de fuerza mayor cuando determinen una reducción de los días laborables.*
- g) *Cualquier otra causa de fuerza mayor que sea reconocida como tal''.*

Respuesta

Se contemplarán los casos mencionados por UTE modificando el Artículo 66 de modo de excluir del cómputo del plazo los tiempos atribuibles a la obtención de permisos o autorizaciones en aquellos casos en los que la normativa vigente los requiera.

Se excluirán asimismo los días fijados para la licencia de la construcción según lo establecido en los convenios laborales homologados por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social y los plazos en que el trámite o la obra se vean detenidos por razones imputables al solicitante. En este último caso, tal circunstancia deberá ser acreditada ante el Regulador.

En cuanto a las causales de fuerza mayor, se incluirá un artículo que defina su aplicación para todos los casos regulados por el Reglamento. Se mantendrán los casos especiales previstos para Interrupciones, en el Artículo 12.

3.10.11.7 Espacios para centros de transformación (Artículo 67)

Contribución

“Se debería incluir una mención en cuanto a las necesidades de espacio para ubicar centros de transformación aéreos o prefabricados.

Se propone el siguiente texto:

‘Cuando para la atención de un nuevo suministro o aumento de carga sea necesario contar con un nuevo local o espacio para un centro de transformación y existan dificultades para la obtención del mismo, el distribuidor deberá comunicarlo al Regulador previo al vencimiento del plazo límite fijado, aportando los antecedentes que correspondan’.

Respuesta

Se acepta la sugerencia de UTE. Se modificará el Artículo 67 previendo la necesidad de contar con espacio para un centro de transformación aéreo.

3.10.11.8 Artículo 68

Contribución

“Teniendo en consideración los aspectos observados anteriormente, se presenta tabla de plazos que se pueden aplicar sin requerir mayores costos que los actuales. La tabla propuesta refleja las mejoras en las técnicas de gestión que deberá implementarse, ya que en la actualidad los plazos indicados se cumplen entre el 65 y 85% de los casos.

A los efectos de poder implementar los plazos propuestos en la tabla siguiente es necesario contar con un período de preparación, debido a que la gestión de los contratos vigentes, no lo permite. A estos efectos es imprescindible contar con un período mínimo de 12 meses como etapa preliminar de preparación para poder contar con nuevos contratos adaptados a la nuevos plazos rigiendo en dicho lapso los criterios de calidad y las compensaciones que UTE viene aplicando.

Baja tensión Sin modificación de la red	Desde línea de baja tensión		5
	Desde cable de baja tensión		20
Baja tensión Con modificación de la red	P≤50kW	L≤50m desde línea de Baja tensión	20
		L≤50m desde cable de Baja tensión	25
		L >50m	30
		Con centro de transformación	40
	P>50kW sin centro de transformación		50
	P > 50kW con centro de transformación		70
Media tensión			70
Subtransmisión			A convenir

La gran mayoría de los pedidos de conexión de esta propuesta coinciden con el proyecto planteado por UREE en su anteproyecto (señalados en negrita).

Es condición imprescindible para que estos plazos no impliquen sobrecostos, que se considere fuera de los cálculos, todos los aspectos mencionados en el artículo 66”.

Respuesta

En función de los criterios anteriormente expuestos y de las solicitudes de UTE, se introducirán algunos cambios en las metas para la etapa de conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia.

En el caso de las conexiones en baja tensión y sin modificación de la red, o sea, cuando se requiere solo la ejecución de la acometida, se diferenciarán los tiempos según la posibilidad de que ésta sea aérea o subterránea.

Para conexiones en baja tensión con modificaciones de la red se considerará, además de la potencia solicitada, la necesidad de instalar un centro de transformación. Se hace notar que las obras necesarias en este último caso pueden realizarse en ejecución paralela. Por lo tanto, no correspondería la suma estricta de los tiempos de las distintas ejecuciones.

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles
TRÁMITE	Baja tensión	$P \leq 8,8 \text{ kW}$	6
		$8,8 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$	10
		$P > 50 \text{ kW}$ sin centro de transformación	15
		$P > 50 \text{ kW}$ con centro de transformación	20
	Media tensión		30
	Subtransmisión		60
CONEXIÓN	Baja tensión sin modificación de red	$P \leq 8,8 \text{ kW}$	5
		$P > 8,8 \text{ kW}$	15
	Baja tensión con modificación de red	Sin SE $P \leq 50 \text{ kW}$	20
		$P > 50 \text{ kW}$	30
		Con SE	40
	Media tensión		60

3.10.11.9 Artículo 69

Contribución

“Este artículo establece que la magnitud de la obra es una condición para que el Regulador pueda otorgar plazos mayores. En los hechos no sólo la magnitud es un factor real que implica aumentos excepcionales del tiempo de obra sino que

en ciertos casos también inciden la complejidad o ciertas singularidades propias.

Se propone el siguiente texto:

‘En casos excepcionales, cuando la magnitud o complejidad de la obra de ampliación o modificación de la red así lo justifique, el distribuidor podrá solicitar el otorgamiento de plazos mayores con la correspondiente fundamentación. El Regulador resolverá el plazo máximo admisible en cada caso’.

Respuesta

Se entiende que la “complejidad” extraordinaria de la obra ya fue considerada en los trámites para permisos, para obtención de locales o espacios para centros de transformación, atrasos debidos a los solicitantes, y fuerza mayor.

3.10.11.10 Compensaciones (Artículo 71)

Contribución

“La compensación por atrasos en la conexión está establecida como el costo de conexión por la mitad de la relación entre el tiempo de atraso y el tiempo de conexión fijado al cual se le adiciona dos veces el costo de la conexión superado un atraso del doble del plazo de conexión.

Se observa que esta formula difiere a lo usado en otros reglamentos (Argentina), debido a que los mismos fijan un máximo igual al valor de la conexión el cual se alcanza en un plazo igual al doble del asignado. Esta diferencia no parece justificada y se considera arbitraria.

Se propone el siguiente texto:

‘Cuando incumpla el plazo establecido para la conexión, el Distribuidor compensará al Consumidor el equivalente al costo de conexión dividido dos veces el plazo previsto, por cada día de atraso, hasta un máximo del costo de la conexión’.

Respuesta

UTE solicita que la compensación por retraso en las conexiones solo se aplique cuando el mismo supera el doble del máximo tolerado.

La URSEA entiende que, de no mediar una causal de fuerza mayor, tal retraso no se justifica. Aceptar la propuesta de UTE equivaldría, de hecho, a duplicar el plazo tolerado. El incremento de la compensación superado en dos veces ese plazo máximo constituía una fuerte señal económica dirigida al Distribuidor para el cumplimiento del plazo estipulado. Considerando la solicitud de UTE, se suprimirá el aumento adicional de dos veces el costo de la conexión superado un atraso del doble del plazo de conexión puntual. No obstante, a partir de ese momento se continuará generando una compensación que evolucionará en forma proporcional a los días de atraso, con una pendiente mayor (el doble) que en el tramo anterior. Se mantiene entonces la señal

para que el Distribuidor ajuste su gestión a la calidad esperada, pero la compensación evoluciona en forma continua sin saltos discretos.

Otras observaciones sobre metas de calidad comercial en 3.2.6.

Otras observaciones sobre compensaciones a los usuarios en 3.5.1; 3.6.1; 3.6.6; 3.7.5; 3.10.6.1; 3.10.6.2; 3.10.6.3; 3.10.6.4 y 3.10.6.5.

3.10.11.11 Periodicidad de lectura y estimación (Artículos 72 al 77)

Contribución

“Se establece que las lecturas de consumos deberán realizarse con periodicidad bimestral para todos los clientes de UTE.

La aplicación de este criterio implica una disminución de la calidad comercial actualmente vigente, basada en una lectura mensual para la gran mayoría de los clientes. En contrapartida adoptar este criterio implica una disminución de los costos comerciales a reconocer a UTE.

Sugerencia: La adopción de este criterio debería considerar los siguientes aspectos:

- Los clientes de cierto porte de consumo y que tienen categorías tarifarias más complejas deberían seguir siendo leídos todos los meses reconociéndose dicho costos en la tarifa. En este segmento de clientes la pérdida de precisión al medir cada 2 meses es de mayor significación y el mayor costo por una lectura mensual tiene un peso relativo menor. Según el criterio los clientes comprendidos en este grupo puede variar de 6.000 a 40.000 para todo el país.
- Otro tipo de clientes que deberían tener un tratamiento diferenciado en términos de periodicidad de lectura y de régimen de estimación admitido es el grupo de clientes que actualmente están comprendido en las categorías tarifarias zafrales. Estos clientes sólo tienen consumos relevantes entre los meses de noviembre a marzo. En consecuencia sería beneficiosos para los mismos que se hiciese una lectura mensual en épocas de zafra y se admitiera una estimación mayor para los meses de no zafra, reconociendo en las tarifas los costos estándares que efectivamente se asocian a esta modalidad. Los clientes actualmente comprendidos en esta tarifa son del entorno de 150.

Art. 73. al Art. 77.

Es importante la incidencia que puede tener la inaccesibilidad al medidor a efectos de tomar la lectura de consumos, en la facturación estimada.

Actualmente ya existe un número importante de lecturas estimadas por este concepto. Y es de notar que este es un tema de complejidad creciente, pues en

muchas viviendas que, hasta el momento los medidores se encontraban en un espacio libre, patios delanteros, etc., por razones de seguridad, están comenzando a ponerse rejas que impide el acceso al mismo.

En el Reglamento de Distribución se obliga al usuario a permitir el acceso en horas hábiles (artículo 36-d). No se entiende cómo prevé el Regulador materializar esa obligación.

Sugerencia: Sería de interés que se le reconozca al Distribuidor que estuvo en horas hábiles y no pudo ingresar a tomar la lectura.

Con igual criterio, se entiende que correspondería que se le reconociera al Distribuidor un costo de lectura de ruta especial (por ej. fines de semana, etc.), de forma de poder registrar los consumos de medidores ubicados en el interior de viviendas donde habitualmente en días y horas hábiles no está presente ningún morador.

Teniendo en cuenta los criterios para controlar la facturación estimada, parece razonable tender a sacar hacia fuera los medidores, de forma que pueda accederse a su lectura sin ningún impedimento.

Esto tiene asociado inversiones de montos importantes que deberían ser reconocidas al Distribuidor como inversiones en la transición para viabilizar el cumplimiento de lo dispuesto en este Reglamento.

Se entiende necesario además contar con un período de régimen transitorio de 24 meses, al igual que lo definido para calidad del producto y de servicio técnico”.

Respuesta

La observación respecto de las categorías tarifarias complejas se considerará en los costos fijos por cliente en aquellos casos en que se entiendan convenientes las medidas mensuales. Como se explica en 3.6.5, se modificarán los artículos 72 y 73 para incluir la posibilidad de que el pliego tarifario establezca casos de lectura mensual.

UTE indica que existe un número importante de lecturas estimadas por imposibilidad de acceder al medidor. El Artículo 36 del Reglamento de Distribución establece que es obligación del usuario “dar las facilidades necesarias a la empresa distribuidora para la lectura de los equipos de medida en horarios hábiles en el caso en que los mismos se encuentren dentro de la propiedad particular”.

El Reglamento de Calidad establecerá de qué forma el Distribuidor deberá acreditar ante el Regulador el incumplimiento de este deber por parte de un usuario. En tal caso, el Distribuidor podrá optar por trasladar el medidor a un nicho exterior, siendo el traslado de cargo del usuario, en aplicación de lo establecido por el Artículo 24 del Reglamento de Distribución. El mismo indica que “los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar

como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y, en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados o por quienes los originen”. Se entiende que, cuando el usuario no cumple con su obligación, es quien origina el cambio de la ubicación del medidor.

3.10.11.12 Cortes y reconexiones (Artículo 79)

Contribución

“Está implícito un tema de acceso a la instalación para el corte y la reconexión. En caso de no ser posible acceder (especialmente en una reconexión), ello debería ser reconocido en los casos de fuerza mayor.

A su vez deberían modificarse los contratos actuales con los agentes de cobranza externa. Por lo que sería necesario se reconociera un plazo para implementar estas modificaciones contractuales”.

Respuesta

En caso de que la reconexión no sea posible en los plazos establecidos por causas atribuibles al usuario, no se considerará a los efectos de la compensación. El Distribuidor deberá presentar ante el Regulador las pruebas que acrediten tales circunstancias. El Artículo 79 se modificará previendo esta posibilidad.

Por otra parte, cabe recordar que UTE dispone de 12 meses para implementar las modificaciones que estime necesarias para ajustarse a estos requerimientos.

3.10.11.13 Errores de facturación (Artículo 82)

Contribución

“Ante una reclamaciones de facturación se prorroga la fecha de vencimiento de la factura al día hábil inmediatamente siguiente al de la respuesta y eventual refacturación. No está definido si se puede reclamar varias veces o por única vez”.

Respuesta

El consumidor podrá reclamar tantas veces como facturas erróneas le sean enviadas.

3.10.12 Anexo V

Contribución

“En varias de las Tablas se solicita información del usuario y se indica N° de identificación única del usuario (NIS).

De acuerdo a la definición de usuario, éste puede ser varias veces consumidor. Nos parece que debería compatibilizarse la terminología a efectos de facilitar su comprensión.

En UTE NIS significa Número de identificación del Suministro (y no del Usuario). ¿Qué dirección debe aparecer en el listado si el domicilio del usuario es distinto a la dirección donde se presta el servicio?

Aparentemente debería informarse la dirección donde se presta el servicio (dirección del suministro) y no la del usuario. ¿En qué unidad de tiempo se deben expresar los plazos? ¿en días hábiles?

Localidad(*) Las localidades son aquellas indicadas en la Resolución de UREE de fecha 26 de junio de 2001, pero la versión que esta publicada en Internet no incluye los anexo 1 y 2 que forman parte de dicha resolución.

En la Tabla 28 aparecen en los indicadores las siglas Ntle que no define y que puede suponerse que podría corresponder a Nfe y aparece la sigla Nene que podría corresponder a Nmne.

En la Tabla 31 aparecen varios indicadores con siglas que no se definen anteriormente.

Incluso hay varios que son los mismos indicadores de la tabla 28 y que aparentemente estarían incluidos por error”.

Respuesta

Los problemas que señala UTE en esta observación serán solucionados sustituyendo “usuario” por “consumidor”.

Los plazos se contarán en días hábiles.

Las siglas Ntle y Nene no aparecen en el proyecto de Reglamento sometido a Consulta Pública.