



RESPUESTAS A LAS CONTRIBUCIONES A LA CONSULTA PÚBLICA: PROYECTO DEL REGLAMENTO DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN



Montevideo, 19 de setiembre de 2018

1. Introducción

El proyecto de Reglamento de Perturbaciones Eléctricas en la Red de Distribución, fue elaborado en el marco de la consultoría contratada a la de Universidad Nacional de La Plata (UNLP) – Facultad de Ingeniería – Institutos de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos (en adelante IITREE).

Los aspectos de calidad del producto técnico que son abarcados en esta reglamentación son las perturbaciones de la tensión de la red, a saber: armónicas, flicker y desbalance. El proyecto fue redactado para su integración al Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (en adelante RCSDEE).

Fue puesto a Consulta Pública del 23 de julio hasta el 10 de agosto de 2018. Corresponde establecer que fueron recibidos únicamente aportes por parte de UTE, los que se transcriben y responden en el presente documento.

2. Pronunciamiento

2.1. Aporte – “COMENTARIOS”

En su contribución, UTE realiza algunos comentarios generales, sobre diferentes aspectos:

2.1.1. Manifiesta que *“La modificación propuesta al Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución tiene asociada un incremento de los costos del Distribuidor, que se entiende deben incluir en los cálculos de los mismos, tanto del Valor Agregado de Distribución como del Valor Agregado de Subtransmisión traduciéndose de esta forma en un incremento en la diferentes tarifas y peajes asociados.*

Se identifica que la propuesta produce un impacto de dos maneras distintas.

Por un lado, la definición de los Niveles de Referencia para las diferentes perturbaciones implica que se deben incorporar en los criterios de diseño del sistema de distribución, lo que tendría un aumento en el valor de dicha red.

Por otra parte, al incorporar esta nueva actividad de realizar mediciones en campo para el control de los diferentes parámetros, se están incrementando los costos operativos.”

2.1.2. Adicionalmente manifiesta que *“entiende que se debe establecer un tope máximo para el monto de las compensaciones asociadas a este concepto, pues el cálculo propuesto podría resultar en una compensación individual que no sea razonable. Así mismo, el monto total de compensaciones no puede causar un desequilibrio en el desarrollo sostenible de la actividad de Distribución.”*

Respuesta Aporte N° 2.1.1

En relación al impacto de esta reglamentación, es importante tener presente que la propuesta sometida a consulta pública está reglamentando su implementación en etapas, a saber:

Etapa 1 - Desde su puesta en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019: prevista para la adquisición y preparación de los recursos necesarios (equipos, desarrollos informáticos, entrenamiento de los recursos humanos), en la que no se realizan registros ni se aplican compensaciones.

Etapa 2 – Desde el 1º de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2021: en esta etapa se realizan los registros, se calculan las compensaciones y se informan a URSEA, pero no se hace efectivo su pago.

Etapa 3 – A partir del 1º de enero de 2022: Se comienzan a hacer efectivas las compensaciones.

En el desarrollo de la consultoría fue realizada una evaluación del nivel general de perturbaciones en tensión en la red de distribución, a partir de registros que UTE había realizado en el marco del cumplimiento del control de tensión establecido en el RCSDEE vigente, y que incluían el registro de indicadores de armónicos, flicker y desbalances en tensión. Como resultado de esta evaluación se identificó un elevado grado de cumplimiento con los niveles de referencia internacionales.

Para las armónicas en tensión, la componente que mostró el valor más elevado fue la 5ª armónica, presentando un valor de su Percentil 95₉₅ (P95₉₅)¹ del orden de la mitad del Nivel de Referencia propuesto.

Para el flicker, el P95₉₅ del Pst mostró un valor de 0,9, esto es por debajo del nivel de referencia propuesto (Pst = 1).

Finalmente, en lo que se refiere a desbalance, su P95₉₅ fue de 1,60%; también por debajo del nivel de referencia propuesto (D = 2%).

Se concluye así que las redes de UTE actuales se adaptan razonablemente bien a los niveles de referencia internacionales que son los propuestos en este Reglamento, por lo que no se vislumbra la necesidad de cambios en los actuales criterios de diseño de la red de UTE a los efectos del cumplimiento de estos nuevos requisitos. Lo anterior, está en concordancia con la existencia de procedimientos internos del Distribuidor para la identificación y control de la conexión de potenciales usuarios perturbadores, así como reglamentaciones específicas para la conexión de generación y microgeneración en las redes del Distribuidor.

Por último, con relación al eventual aumento en costos operativos referidos por UTE, el tema es analizado en la respuesta al Aporte 2.7.

¹ El P95₉₅, refiere al Percentil 95 de la distribución espacial del Percentil 95 temporal de cada uno de los registros.

Respuesta Aporte N° 2.1.2

En relación al tope máximo para el monto de una compensación individual, es de observar que el mismo no está establecido en forma particular en relación a ninguno de los aspectos que se regulan en el RCSDEE vigente. Se considera entonces que el análisis de este planteo de UTE puede tener un carácter más general y queda fuera del alcance de esta propuesta particular referente a Calidad del Producto - Perturbaciones. Se entiende más conveniente tener en cuenta este aspecto en la próxima instancia de evaluación global de del RCSDEE.

En relación a la expresión de UTE “*el monto total de compensaciones no puede causar un desequilibrio en el desarrollo sostenible de la actividad de Distribución*” se comparte lo expresado y URSEA ha evaluado dicho impacto. Se ha estimado el monto total de las compensaciones que hubiesen correspondido a los incumplimientos que se habrían detectado con los registros citados en el punto 2.1.1, llegándose a montos por debajo de las compensaciones derivadas por incumplimientos por nivel de tensión. Siendo estas compensaciones un 4,2%², del total de compensaciones que UTE paga a los usuarios por todos los incumplimientos de los aspectos de la Calidad del Servicio de Distribución regulados en el RCDEE, se entiende que no se corre riesgo de desequilibrar el *desarrollo sostenible de la actividad de Distribución*.

Adicionalmente, la implementación de esta reglamentación prevé un primer período en el que se realizarían registros, se evaluaría la calidad y se calcularían las compensaciones. Esta etapa permitirá reevaluar el riesgo que UTE invoca. Ver respuesta a Aportes 2.6.

2.2. Aporte – ARTÍCULO 40

En este artículo, para Armónicas, el proyecto de reglamento establece que:

“La evaluación con fines de control de la red se realizará hasta la componente armónica de orden 25. Excepcionalmente, el Regulador podrá extender este rango, en casos que así lo requieran y debidamente fundados, hasta la componente armónica de orden 50.

Se evaluará también la Tasa de Distorsión Total / Total Harmonic Distortion (TDT / THD), definida como:

$$THD U [\%] = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{m\acute{a}x}} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2} \cdot 100$$

En su contribución, UTE realiza dos propuestas:

2.2.1. Que la cantidad máxima de medidas en las que se extienda el rango esté limitada a 5 por semestre.

Se basa en que para estos casos el registro debe realizarse con equipos Clase A y UTE cuenta con menos disponibilidad de dichos equipos.

² en promedio para el periodo 2012 -2016

Sugiere un agregado al artículo que recoge su punto de vista.

Adicionalmente plantea que debe explicitarse en el reglamento los criterios a utilizar para requerir extender la medida hasta la componente armónica de orden 50.

2.2.2. Propone la corrección de la fórmula del THD U, sustituyendo $h = 1$ por $h = 2$.

Respuesta Aporte N° 2.2.1

De acuerdo al análisis comparado de reglamentaciones realizado durante la consultoría, no existe un consenso en cuanto a la máxima componente armónica a evaluar. En algunos países se considera hasta la 25, en otros hasta la 40 y se han observado casos en que se evalúa hasta la 50.

La URSEA ha optado por especificar, para el control periódico, la evaluación de hasta la armónica 25, lo que se entiende adecuado para la red de Distribución y atiende a un uso razonable de los recursos. Por otra parte, considerando que existen casos en que puede requerirse su extensión, como por ejemplo para la evaluación del desempeño de los aerogeneradores y su impacto en la calidad del producto de la red de distribución, se plantea la excepción.

Considerando entonces que la extensión del rango se indica como excepción y para casos que así lo requieran y debidamente fundados, se entiende que para las situaciones que efectivamente cumplan dichas condiciones, la evaluación de armónicas debería realizarse hasta el armónico de orden 50 y no tendría fundamento realizarlo solamente hasta el orden 25.

Es de observar que la necesidad de extender, en forma excepcional, el orden de la componente armónica máxima a medir podría ser planteada por la URSEA, pero también por la propia UTE o por cualquier Usuario. Siempre que el solicitante funde debidamente los motivos de su planteo, y que la URSEA determine que dichas medidas deben ejecutarse, no resulta razonable que las mismas no pudieran realizarse, debiendo posponerse a años siguientes, debido a un límite máximo fijo de medidas por año.

Por otra parte, UTE no presenta ninguna estimación sobre la cantidad de casos que entiende podrían presentarse, tanto por parte de UTE como por parte de los Usuarios, ni la cantidad de equipos Clase A que entiende deberá disponer para esta tarea eventual.

Se mantiene la redacción propuesta en este aspecto

Respuesta Aporte N° 2.2.2

La fórmula será sustituida por la siguiente:

$$THD U [\%] = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2} \cdot 100$$

Se comparte la corrección propuesta por UTE.

El artículo 40 – Armónicas, quedará redactado como sigue:

“Armónicas: Se evaluará la distorsión armónica individual de la tensión, expresada como porcentaje de la componente fundamental, esto es:

$$U_h [\%] = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100$$

Donde:

U_h : Componente armónica de orden h ;

U_1 : Componente fundamental (50 Hz).

La evaluación con fines de control de la red se realizará hasta la componente armónica de orden 25. Excepcionalmente, el Regulador podrá extender este rango, en casos que así lo requieran y debidamente fundados, hasta la componente armónica de orden 50.

Se evaluará también la Tasa de Distorsión Total / Total Harmonic Distortion (TDT / THD), definida como:

$$THD U [\%] = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2} \cdot 100$$

Donde:

U_h, U_1 : Ídem ut supra.

$h_{\text{máx}}$: máximo orden de componente a considerar en el cálculo del THD. Debe ser mayor o igual 25.

2.3. Aporte – ARTÍCULO 41

En este artículo el proyecto de reglamento establece que:

“Para cada indicador, se define el Nivel de Referencia como aquel nivel de perturbación en un punto dado, que asegura que si no es sobrepasado en un tiempo mayor al 5% del período de medición, la calidad se considerará adecuada.

Estos Niveles de Referencia deben ser garantizados por el Distribuidor.”

En su contribución, UTE propone que se agregue el siguiente párrafo:

“El Distribuidor, conjuntamente con el Regulador, deberán trabajar en impulsar la aprobación de normas de fabricación y su adopción en la adquisición de equipos propios y de los usuarios”

Respuesta Aporte N° 2.3

El RCSDEE vigente incluye un párrafo en consonancia con lo propuesto por UTE.

Se considera adecuado mantener la referencia a la normalización del equipamiento que se conecta a la red del Distribuidor, ya que tiene impacto en la calidad del producto.

Se mantendrá la redacción actual, agregándose al final del Artículo 41 del proyecto de reglamentación, el siguiente párrafo:

“El Distribuidor deberá adoptar medidas conducentes a impulsar, conjuntamente con el Regulador, la aprobación de normas de fabricación y su adopción en la adquisición de equipos propios y de los usuarios.”

2.4. Aporte – ARTÍCULO 42

En este artículo, el proyecto de reglamento establece la forma de cálculo de las compensaciones a los usuarios por el desvío en los parámetros controlados:

$$\$CP_i = \max \left[\left(\frac{P_{95,A} - NR_A}{NR_A} \right), \left(\frac{P_{95,F} - NR_F}{NR_F} \right), \left(\frac{P_{95,D} - NR_D}{NR_D} \right) \right] \times k_{VAD} \times FMP_i$$

Donde:

$\$CP_i$: es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i.

$P_{95,j}$: Valor no superado durante el 95% del tiempo de medición. (con j igual a F para Flicker, a A para Armónicas y a D para Desbalance)

NR_j : Nivel de Referencia (con j igual a F para Flicker, a A para Armónicas y a D para Desbalance).

k_{VAD} : 0,53.

FMP_i : Es el monto total en pesos (\$) de la Factura Mensual Promedio correspondiente al Consumidor i calculada con el consumo promedio de dicho usuario en los últimos seis meses y con el valor de los distintos cargos tarifarios vigentes al momento del pago de la compensación.

2.4.1. En su contribución, UTE propone que el desvío del indicador de Flicker (Pst) no genere compensación a los usuarios, aduciendo por una parte que dicho indicador fue concebido para un sistema de iluminación prácticamente en desuso en la actualidad (lámparas incandescentes), que está siendo sustituido por otras que presentan diferente comportamiento a las variaciones de tensión y por tanto el indicador de Flicker y los niveles de referencia deben ser revisados. Por otra

parte observan que dicha perturbación no genera el mal funcionamiento de ningún tipo de equipamiento.

2.4.2. Por otro lado, UTE solicita la fundamentación del valor asignado al k_{VAD}

Respuesta Aporte N° 2.4.1

Efectivamente, el Flicker se pondera sobre la base del efecto de molestia que producen en los observadores las luminarias de tipo incandescente alimentadas con tensiones fluctuantes. No obstante, considerando que el parámetro Pst (o el Plt) se ha convertido en el único indicador internacional vigente para ponderar el fenómeno, se entiende que debe mantenerse en la reglamentación.

La definición vigente de dicho parámetro, y considerada en el proyecto de reglamento, es la establecida en la norma IEC 61000-4-15; y en consonancia también se mantiene el límite $Pst = 1$.

En definitiva, y de manera más general, si un indicador mide un aspecto de calidad, y si se establece un valor límite admisible para el mismo, se entiende que su incumplimiento implica una calidad inadmisibles y en definitiva un perjuicio para los usuarios afectados, por lo que corresponde se les compense. La determinación, y en definitiva, el monto de la compensación podrá tener en cuenta la evaluación del impacto de dicho perjuicio.

Se mantiene la redacción propuesta.

Respuesta Aporte N° 2.4.2

Dicho factor busca reflejar la proporción entre el VADE y la Tarifa completa.

A los efectos de estimar dicho coeficiente se tomó en cuenta información del período 2004-2017 de la Contabilidad Regulatoria de UTE. En particular se tomaron los valores del Anexo VI de la información que se recibe en el marco del Reglamento de Suministro de Información Contable con fines regulatorios del Sector Eléctrico (RSICSE).

Se extrajo información de la separación de costos en las tres grandes actividades financiadas a través de la tarifa eléctrica: Generación, Trasmisión y Distribución y Comercial. Se incluyeron los siguientes costos: costos directos de las unidades operativas de Distribución y asignación de costos de Dirección y Servicios Corporativos. Asimismo se incluyeron las Amortizaciones y Depreciaciones. Se aclara que, en tanto no se distribuyen entre las grandes actividades, no se incluyeron costos financieros, diversos e Impuesto al Patrimonio.

Cabe expresar que, al no disponer a la fecha del cálculo actualizado del VADE, se optó por utilizar la información disponible de costos contables de Distribución y Comercial, como una aproximación razonable a efectos del cálculo del k_{VAD} .

El coeficiente de k_{VAD} estimado resulta el promedio de todos los años considerados tomando como numerador el total de Costos de Distribución y Comercial y como denominador la suma de costos de las tres grandes actividades. Tomar este cociente es equivalente a asumir que los costos no considerados (intereses, diversos, etc.) se distribuyen entre las grandes actividades en los mismos porcentajes que los costos directos e indirectos asignados.

El resultado del cálculo indicado es de 53%.

2.5. Aporte – ARTÍCULO 42 bis

En este artículo, el proyecto de reglamento establece que:

“Para el caso en que la medición con mala calidad sea realizada en una barra de Baja Tensión de una Subestación, la compensación se aplicará a todos los usuarios alimentados desde dicha barra.

Para el caso en que la medición con mala calidad sea realizada en un Usuario, la compensación se aplicará a todos los usuarios del o los alimentadores desde ese punto hasta el punto de la próxima medición en dirección a la carga.

En ambos casos, cuando la mala calidad sea por Desbalance, la compensación se aplicará sólo a los usuarios trifásicos.

Cuando el Distribuidor acredite fehacientemente frente al Regulador, que la mala calidad medida es responsabilidad de uno o varios Usuarios, no corresponderá la aplicación de dicha compensación a ese o esos Usuarios.”

UTE hace referencia expresa al último párrafo del mismo y propone el siguiente AGREGADO al final de dicho texto:

...“Adicionalmente, se suspende el pago de compensaciones a los restantes Usuarios afectados, durante el plazo otorgado al Usuario responsable de la perturbación para que corrija su instalación.”

UTE manifiesta que, atendiendo a lo establecido en el Reglamento de Distribución, cuando el Distribuidor identifica al usuario o usuarios perturbadores debe aplicar el procedimiento establecido en el literal e del Artículo 22 del Reglamento de Distribución, dándole un plazo al usuario para la corrección previo a la del mismo.

Entiende que dentro de dicho plazo no se deben aplicar sanciones al Distribuidor, por lo tanto no se debe compensar a ninguno de los usuarios afectados.

Adicionalmente solicita a la URSEA que indique al menos una metodología para acreditar fehacientemente que la mala calidad medida es responsabilidad de uno o varios Usuarios, para cada una de las perturbaciones controladas por este Reglamento, admitiendo, a su vez, la utilización de otros métodos debidamente fundamentados.

Manifiesta finalmente que el objetivo de esta contribución es que UTE tenga certeza de poder acreditar la identificación del usuario perturbador y trasladar sus responsabilidades.

Respuesta Aporte N° 2.5

Debe considerarse que el mecanismo de generación – efectos de las perturbaciones en redes de suministro eléctrico, consiste principalmente en que algunas cargas generan corrientes perturbadoras que ocasionan perturbaciones en la tensión. Como con esta misma tensión contaminada se alimenta a cargas sensibles, éstas sufren las consecuencias y por tanto deben ser compensadas.

UTE propone que una vez que se detecte el usuario perturbador, se levante el pago de la compensación de todos los usuarios afectados.

Si bien se entiende que es razonable que una vez identificado el usuario perturbador, se suspenda el pago de la compensación a dicho usuario, y así se establece en el proyecto de reglamentación, los demás usuarios que están recibiendo un servicio con mala calidad deben recibir la compensación por dicha situación.

La afectación al resto de los usuarios, si bien puede ser causada por la presencia del perturbador identificado, su magnitud e impacto puede depender también de algunas características de la red de distribución, lo que es responsabilidad del Distribuidor. Sin perjuicio del ámbito competencial de la URSEA, se entiende que el Distribuidor dispone de otras vías (administrativas o judiciales) para trasladar la responsabilidad al usuario perturbador, incluso las compensaciones que deba pagar a otros usuarios.

Respecto a la solicitud de que el Regulador indique al menos una metodología para acreditar fehacientemente la responsabilidad en la mala calidad medida, se considera que no es el ámbito, ni el objeto de la Consulta Pública, donde se deben recibir de los Agentes involucrados aportes o fundamentos que impliquen la modificación de la Reglamentación que será aprobada.

Lo referido, de entenderse pertinente, será tenido en cuenta cuando se realice la actualización del Manual para la realización de Campañas de Medición de Tensión o la elaboración del Manual específico para las campañas del control de perturbaciones.

Se mantiene la redacción propuesta.

2.6. Aporte – ARTÍCULO 42 ter

En este artículo, el proyecto de reglamento establece:

“Las referidas compensaciones se calcularán a partir del 1º de enero de 2020 y comenzarán a hacerse efectivas a los usuarios afectados a partir del 1º de enero de 2022.”

En su contribución, UTE manifiesta que entiende que *“hasta tanto no se cuente con límites de emisión a nivel de Usuario de la Red de Distribución no se deberían de hacer efectivas las compensaciones”*.

Refiere a la situación respecto a este tema en otros países y manifiesta que, en definitiva, *“La aplicación de sanciones al Distribuidor por concepto de perturbaciones asociadas a la tensión sin definir límites de emisión a nivel de Usuario, impide una óptima gestión de la red de Distribución y limita las acciones que se pueden tomar para alcanzar los niveles de referencia establecidos”*.

Sugiere para el artículo una redacción alternativa que recoge su punto de vista.

Respuesta Aporte N° 2.6

No se comparte lo manifestado por UTE. El hecho que no se encuentren determinados los niveles de emisión de perturbaciones a nivel de Usuario de la Red de Distribución, no significa que UTE no pueda actuar ante un usuario perturbador, pudiendo aplicar lo establecido en el artículo 22 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Decreto del Poder Ejecutivo N° 277/002).

Las compensaciones establecidas en el RCSDEE buscan esencialmente dos propósitos: compensar a los usuarios que han sufrido un perjuicio al recibir un servicio por debajo de la calidad que se considera mínima y dar una señal económica al Distribuidor que lo ayude a planificar sus inversiones y gestionar en forma óptima su red.

Las compensaciones previstas en este título del Reglamento siguen los mismos principios, y no se vislumbra ni que impidan una óptima gestión de la red ni que limiten las posibles acciones de UTE; enunciados que UTE expresa en su contribución, pero es de observar que no justifica ni detalla los fundamentos de tales aseveraciones.

Adicionalmente se observa que esta propuesta de reglamentación prevé que una vez que UTE identifica al usuario perturbador, suspenda el pago de las compensaciones a dicho usuario.

Si bien siempre es razonable la comparación con la situación en otros países (benchmarking), también resulta razonable atender la situación local, sus antecedentes, así como la coherencia e integración de este Título al RCSDEE. En ese sentido, es de observar que el RCSDEE se encuentra vigente desde el año 2006, y no incluye la fijación de ningún valor meta para ningún indicador de calidad que no tenga asociada la

consiguiente compensación económica a los usuarios afectados por dicho incumplimiento. Se entendió adecuado seguir con la misma filosofía para las perturbaciones que actualmente se está proponiendo reglamentar.

Por último, de la redacción alternativa propuesta por UTE, se entendería que en el período comprendido entre el 01/01/2020 y el 01/01/2022 UTE propondría no calcular las compensaciones. Se considera de utilidad realizar ese cálculo preliminar aunque no se abonen las compensaciones, puesto que permitiría adquirir experiencia en los cálculos y facilitaría la detección de eventuales problemas, dando un tiempo para solucionar los mismos antes de comenzar a aplicar las compensaciones.

En definitiva, y atento a lo respondido en el Aporte 2.7 la redacción del artículo quedara como sigue:

“Las referidas compensaciones se calcularán a partir del 1º de enero de 2020 y comenzarán a hacerse efectivas a los usuarios afectados a partir del 1º de enero de 2023.”

2.7. Aporte – ARTÍCULO 43

En este artículo, el proyecto de reglamento establece:

“El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en las barras de salida de por lo menos el 0,024% de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0,025% de los centros de transformación MT/BT rurales, durante los dos primeros años a contar a partir del 1º de enero de 2020.”³

A partir del 1º de enero de 2022, el Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en las barras de salida de por lo menos el 0,038% de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0,039% de los centros de transformación MT/BT rurales.”⁴

El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en por lo menos 1 (un) usuario por cada 68.000 puntos de entrega durante

³ Considerando la cantidad total de subestaciones (54.305) a julio de 2018, los porcentajes propuestos en el proyecto de reglamentación implican la ejecución semestral de 84 registros en subestaciones, en un primer período.

⁴ Considerando la cantidad total de subestaciones (54.305) a julio de 2018, los porcentajes propuestos implican la ejecución semestral de 126 registros en subestaciones en forma permanente.

los dos primeros años a contar a partir del 1º de enero de 2020 y por lo menos en un usuario por cada 29.000 puntos de entrega a partir del 1º de enero de 2022.⁵

La ubicación de los puntos de medición variará mensualmente, cubriendo adecuadamente las distintas localidades de la zona de servicio.

El Distribuidor registrará, además, el nivel de perturbaciones en hasta 15 puntos de la red seleccionados por el Regulador....”

En su contribución UTE propone disminuir, en forma permanente, la cantidad total de registros a realizar semestralmente (en subestaciones y usuarios) para el control de las perturbaciones en la red de distribución a 30; propone reducir también la cantidad de registros en puntos de la red adicionales seleccionados por el Regulador a 6 semestrales. Para ello, presenta una redacción alternativa que recoge su propuesta.

UTE se basa en las siguientes consideraciones:

- 2.7.1.** Que la cantidad propuesta está alineada con lo previsto y vigente en los reglamentos de la región que incluyen este tipo de campañas de medida.
- 2.7.2.** Que en las cantidades de puntos de registro requeridas “podrían estar justificadas por la necesidad de caracterización de los niveles de emisión a nivel de usuarios para el caso uruguayo, resultando en un sobredimensionamiento de las cantidades de medidas a realizar semestralmente. Esto implica generar una necesidad de estructura funcional y de equipamiento a UTE que repercute en los costos, con su posible repercusión en la tarifa.

En caso de necesidad de realizar campañas específicas de caracterización se entiende que las mismas deben ser definidas en su alcance y ser externas a la campaña de fiscalización a fin de no generar el sobredimensionamiento permanente de las estructuras de control.”

- 2.7.3.** Destaca que “desde el 2do semestre 2009 UTE entrega información del THD junto a las medidas correspondientes al control de los niveles de tensión a los usuarios. Se entiende que esta información orienta al Regulador sobre el cumplimiento global de los niveles de armónicos de tensión presentes en la red, acotando las zonas en donde requerirían un control más detallado. Por lo que las medidas solicitadas en este documento deberían orientarse a la verificación del cumplimiento de los límites establecidos.”
- 2.7.4.** Realiza una evaluación de los costos de la campaña requerida en este proyecto. La evaluación es realizada para la cantidad de puntos de registro que se establece para el control permanente, y mediante dos metodologías. Comienza haciendo un análisis en base a la cuantificación de los recursos necesarios y su costo, pero no informa un valor total; luego calcula el costo utilizando como base la sanción por registros no realizados, establecidas en el RCSDEE vigente⁶.

⁵ Considerando la cantidad total de usuarios (1.448.116) a julio de 2018, los porcentajes propuestos en el proyecto de reglamentación implican la ejecución semestral de 126 registros en un primer período y 300 en forma permanente.

⁶ Resolución de la URSEA N° 204/014

Respuesta Aporte 2.7.1

En relación a la referencia con la región, es de aplicación lo expresado en la respuesta al Aporte 2.6.; en este aspecto se debe tener en cuenta que en Uruguay ya está implementada exitosamente una campaña de medida para el control del nivel de tensión, siendo la campaña que se propone un esfuerzo adicional incremental del 18% en el periodo inicial y 37% en el control permanente.

Respuesta Aporte 2.7.2

Las cantidades de registros están efectivamente vinculadas a la caracterización del nivel de perturbaciones en la red del distribuidor. El periodo inicial (2020 – 2021) es preparatorio de la implementación completa de la reglamentación y adicionalmente se pretende caracterizar el nivel de emisión de perturbaciones, no aplicándose las compensaciones en dicho periodo.

La posibilidad de realizar una campaña de medida específica para la caracterización de la emisión de perturbaciones por parte de los usuarios ya fue considerada y solicitada oportunamente por la URSEA, no habiendo podido concretarse su ejecución a la fecha por razones que excedieron al regulador. En ese sentido, se entiende oportuno incorporar la misma en la propuesta de reglamentación.

Respuesta Aporte 2.7.3

El criterio planteado por UTE difiere conceptualmente del propuesto por la URSEA y no se comparte. UTE propone la identificación de los puntos con mala calidad en base únicamente al THD. Considerando que la propuesta de reglamentación controla adicionalmente el flicker y el desbalance, no resulta adecuado la evaluación únicamente del THD en tensión para determinar posibles incumplimientos.

Por otra parte, la URSEA plantea un control que permita evaluar el nivel de cumplimiento general en la red de distribución, estableciendo además la cantidad máxima de registros que podrán solicitarse cuando se identifica algún problema en particular (15 mensuales).

Adicionalmente se observa que el planteo de UTE está realizado en forma genérica sin llegar a una propuesta concreta.

Por lo expuesto, no se considera de recibo.

Respuesta Aporte 2.7.4

No se comparte la evaluación del costo de la campaña presentada por UTE, se entiende que varias de las consideraciones y de los costos presentados presentan valores muy elevados, a saber: el tiempo destinado a la instalación y retiro de los equipos, las cantidades necesarias de equipos, su costo unitario considerado, los valores asignados a tareas como calibraciones, reparaciones y mantenimientos.

En particular, no se comparte el enfoque de UTE de considerar una campaña de medida para perturbaciones en forma totalmente independiente de la campaña de medida para nivel de tensión.

En relación al cálculo realizado en base a la multa por registros no realizados, establecida en el RCSDEE vigente, se entiende que conceptualmente no es correcto, ya que dichos montos no representan los costos de UTE para la realización de campañas de medición.

Es de observar que el valor promedio de la multa por registro no realizado es de 20.600UI mientras que el costo por instalación y retiro de registro declarado por UTE en dicha oportunidad⁷, actualizado a junio /2018 es de 964 UI.

En resumen, y como ha quedado expresado, no se comparte la evaluación del costo de la campaña presentada por UTE; no obstante se entiende que la entrada en vigencia de la nueva reglamentación va a implicar nuevos costos para la empresa, por lo que se realizan los ajustes que se enuncian a continuación, los cuales no van en desmedro de una regulación eficiente:

- **Extender el periodo inicial a 3 años, bajando en un 33% la cantidad de registros semestrales a realizar en subestaciones y en usuarios.**
- **Disminuir la cantidad de registros semestrales a realizar en el control permanente, manteniendo la relación con la cantidad de registros del periodo inicial.**
- **Disminuir a 7 la cantidad de puntos mensuales adicionales que puede solicitar el Regulador.**

El artículo en su redacción definitiva quedará:

“El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en las barras de salida de por lo menos el 0,016% de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0,017% de los centros de transformación MT/BT rurales, durante los tres primeros años a contar a partir del 1º de enero de 2020.”⁸

A partir del 1º de enero de 2023, el Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en las barras de salida de por lo menos el 0,025% de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0,026% de los centros de transformación MT/BT rurales.”⁹

⁷ Ref. Propuesta de multa por registros de tensión no realizados: EXP. 0529-02-006-2011. Informe de evacuación de vista de UTE de fecha 16 de diciembre de 2012.

⁸ Considerando la cantidad total de subestaciones (54.305) a julio de 2018, los nuevos porcentajes propuestos implican la ejecución semestral de 54 registros en subestaciones, en un primer período.

⁹ Considerando la cantidad total de subestaciones (54.305) a julio de 2018, los nuevos porcentajes propuestos implican la ejecución semestral de 84 registros en subestaciones en forma permanente.

El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en por lo menos 1 (un) usuario por cada 102.000 puntos de entrega durante los tres primeros años a contar a partir del 1º de enero de 2020 y por lo menos en un usuario por cada 43.500 puntos de entrega a partir del 1º de enero de 2023.¹⁰

La ubicación de los puntos de medición variará mensualmente, cubriendo adecuadamente las distintas localidades de la zona de servicio.

El Distribuidor registrará, además, el nivel de perturbaciones en hasta 7 puntos de la red seleccionados por el Regulador.

La medición de los parámetros de perturbaciones deberá realizarse en forma continua, y se extenderá por el lapso mínimo de una (1) semana.

El intervalo de integración será de 10 minutos. Consecuentemente, el período de medición estará conformado por al menos 1008 intervalos consecutivos de 10 minutos. La cantidad mínima de intervalos válidos será la correspondiente a 5 días (720 intervalos).

Para los distintos indicadores, cada registro semanal se caracterizará por medio de su Percentil 95 % (P95,i); esto es, el valor superado por el 5 % de los períodos de 10 minutos que conforman dicha medición.”

Para armónicas y flicker, cuando se trate de mediciones trifásicas, deberá considerarse el peor desvío de las tres fases.”

2.8. Aporte – ARTÍCULO 43 bis

En este artículo, el proyecto de reglamento establece:

“Simultáneamente a la medición de los parámetros de perturbaciones en la tensión, se deberá medir la corriente de carga en el punto de registro (valor eficaz, componentes armónicas por lo menos hasta el orden 25, y Tasa de Distorsión Total / Total Harmonic Distortion (TDT / THD)), las potencias activa y reactiva. Adicionalmente, deberá medirse o calcularse el desbalance en la corriente”

UTE propone eliminar este artículo. Indica que no corresponde realizar medidas vinculadas a la corriente, ni medidas de potencia simultáneamente a las de tensión, dado que no se emplean en el cálculo de las compensaciones. Complementan manifestando que *“la medida de corriente exige personal más capacitado, asimismo se incrementa el riesgo de que una medida no sea válida, generando sanciones al Distribuidor”*.

¹⁰ Considerando la cantidad total de usuarios (1.448.116) a julio de 2018, los nuevos porcentajes propuestos implican la ejecución semestral de 84 registros en un primer período y 198 en forma permanente.

Respuesta Aporte N° 2.8

Se entiende que la medida de corriente, aunque no se emplee en el cálculo de la compensación, es necesaria para disponer de información para evaluar el nivel de emisión de los usuarios. Resultando además determinante contar con el registro de la corriente simultáneamente con el de la tensión, para poder detectar eventualmente el origen de las perturbaciones, si fuera necesario.

Asimismo, se entiende que si se cometiera un error en la medida de la corriente, pero los registros de las perturbaciones en tensión son correctos, la medición no se consideraría “inválida”, y en consecuencia no generaría sanciones al Distribuidor.

Por último, es de observar que de la experiencia de más de diez años de campañas de medición de nivel de tensión, surge que UTE cuenta con personal altamente calificado y con experiencia en la tarea, por lo que, más allá de alguna dificultad menor transitoria al inicio de la campaña, no es de esperar errores importantes en la realización de las medidas.

Se mantiene la redacción propuesta.

2.9. Aporte – ARTÍCULO 43 ter

En este artículo, el proyecto de reglamento establece:

“Los equipos a utilizar por el Distribuidor para efectuar las mediciones requeridas deberán ser Clase A conforme a la Norma IEC 61000-4-30.

Solamente se admitirá el uso de equipos Clase S conforme a la Norma IEC 61000-4-30 para aquellas mediciones cuyo Percentil 95 % ($P_{95,j}$) sea inferior al 80% (ochenta por ciento) del Nivel de Referencia para todos de los parámetros medidos.

Para cada tipo de equipo (de acuerdo a marca, modelo, incluyendo accesorios) el Distribuidor deberá disponer de un archivo auditable de sus características y ensayos de tipo.

La selección de equipos será realizada por el Distribuidor, debiendo presentar al Regulador la información técnica correspondiente para su eventual validación.

Los equipos deberán ser calibrados en la puesta en servicio y cada 3 años.

Cada tarea de calibración deberá ser comunicada al Regulador con 15 días de anticipación, para su eventual auditoría.

El Regulador podrá solicitar calibraciones de equipos individuales, o de lotes, cuando mediaran dudas sobre los resultados de las mediciones.

Para el caso de mediciones indirectas, es decir por medio de transformadores de medida, e aceptarán los transformadores utilizados para la medición de energía de los usuarios de Distribución, de las clases correspondientes a cada nivel de tensión o categoría tarifaria. Para mediciones de armónicas deberá comprobarse la exactitud dentro del $\pm 3\%$, para el rango de frecuencias hasta 1250 Hz.”

UTE realiza aportes sobre los diferentes aspectos regulados en este artículo:

2.9.1. Plantea que cuando la medición sea realizada con un equipo Clase S y no cumpla con los Niveles de Referencia con el desclase definido en el Artículo 43 ter propuesto, pueda remedir en dicho punto con un equipo Clase A, dentro de un plazo máximo definido, y hasta tanto se suspendan todas las sanciones al Distribuidor que podrían surgir de la primera medición realizada con el equipo Clase S.

Adicionalmente plantea que “la primera medida realizada con el equipo Clase S debe considerarse como contabilizable dentro de las medidas del periodo.”

2.9.2. Plantea que para realizar la calibración cada 3 años, dado el número de registradores necesarios para cumplir con la cantidad de medidas propuesta por el reglamento, necesitará asignar recursos adicionales.

Informa además que según su experiencia, para equipos de medida de precisión, la vigencia de la calibración excede los 5 años; y que para Flicker y desbalance, todavía no se han desarrollado métodos de calibración en el Laboratorio de UTE.

En resumen, UTE propone que los equipos sean calibrados en la puesta en servicio y cada 5 años.

2.9.3. Manifiestan que no pueden garantizar la exactitud requerida para los transformadores de medición que están en operación o en stock, y que la exigencia establecida impacta en el costo de los transformadores. Adicionalmente, solicitan la especificación de normas de calibración de instrumentos y de requerimientos de exactitud para transformadores de medición.

Respuesta Aporte 2.9.1

En primer lugar se aclara que no se aplicarán compensaciones calculadas con registros realizados con equipos Clase S, ya que para fines regulatorios deben utilizarse equipos Clase A.

Por otra parte, se entiende que si bien UTE puede optar por realizar todos los registros con Clase S y luego reiterar con equipo Clase A aquellos para los que algún indicador quede por encima del 80 % de la meta, también puede tener el conocimiento suficiente de su red como para definir en qué instalaciones le puede convenir realizar directamente el registro con un equipo Clase A. El período inicial transitorio previsto en la reglamentación puede contribuir a brindar información sobre zonas potencialmente críticas. También es parte de su gestión la distribución en el semestre de la ejecución de los registros, pudiendo optar por realizar al principio del semestre los registros en aquellos puntos eventualmente críticos. En consecuencia se entiende que no se justifica otorgar el plazo solicitado.

En definitiva, la reglamentación propuesta busca que todos los registros que tengan algún incumplimiento sean realizados e informados con equipos Clase A. Los registros realizados con equipo Clase S no deberán reflejar incumplimientos.

Analizando los registros de tensión que se tuvieron disponibles en el desarrollo de este proyecto, y considerando aquellos en los que se pudo analizar todos los parámetros de calidad que se están regulando (438 registros), solo en un 10% se verificó algún parámetro por encima del 80% de la meta. Este es un indicador de la cantidad de puntos que eventualmente deberían ser remediados con equipos Clase A.

No obstante, considerando que en el periodo inicial no se aplicarán las compensaciones, se entiende razonable admitir que en dicho período todos los registros se realicen con equipos Clase S; manteniéndose, como ya se indicó, la exigencia del cálculo de las compensaciones. Esto contribuye a que el distribuidor adquiera mayor experiencia sobre el vínculo entre el tipo de red y el nivel de perturbaciones esperado.

Se modificará la redacción del artículo en consonancia con este cambio.

Respuesta Aporte 2.9.2

Se considera de recibo el planteo de UTE. Se establecerá que la calibración se realice en la puesta en servicio y cada 5 años, a menos que el fabricante especifique un plazo menor.

Se modificará la redacción del artículo en consonancia con este cambio.

Respuesta Aporte 2.9.3

Se considera de recibo lo manifestado por UTE. **Se elimina el último párrafo del Artículo 43 ter.**

El artículo en su redacción modificada quedará:

“Los equipos a utilizar por el Distribuidor para efectuar las mediciones requeridas deberán ser Clase A conforme a la Norma IEC 61000-4-30.

Solamente se admitirá el uso de equipos Clase S conforme a la Norma IEC 61000-4-30 para aquellas mediciones cuyo Percentil 95 % ($P_{95,i}$) sea inferior al 80% (ochenta por ciento) del Nivel de Referencia para todos de los parámetros medidos.

Excepcionalmente, entre el 1° de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022, el Distribuidor podrá utilizar equipos Clase S para todas las mediciones requeridas en dicho período.

Para cada tipo de equipo (de acuerdo a marca, modelo, incluyendo accesorios) el Distribuidor deberá disponer de un archivo auditable de sus características y ensayos de tipo.

La selección de equipos será realizada por el Distribuidor, debiendo presentar al Regulador la información técnica correspondiente para su eventual validación.

Los equipos deberán ser calibrados en la puesta en servicio y cada 5 años, a menos que el fabricante especifique un plazo menor. En este último caso se respetará el plazo establecido por el fabricante.

Cada tarea de calibración deberá ser comunicada al Regulador con 15 días de anticipación, para su eventual auditoría.

El Regulador podrá solicitar calibraciones de equipos individuales, o de lotes, cuando mediaran dudas sobre los resultados de las mediciones.”

2.10 Aporte – ARTÍCULO 52

En este artículo se establece un plazo máximo para que UTE tome las medidas necesarias para la corrección de las desviaciones constatadas: y establece que *“Este proceso no deberá ser mayor a 120 días en el caso de nivel de tensión y 180 días en las perturbaciones; el incumplimiento del plazo citado dará lugar a la aplicación de sanciones en el marco de competencia del Regulador”*

UTE plantea que la corrección del nivel de perturbaciones implica en muchos casos realizar modificaciones en la red o instalación de equipamiento de compensación o filtros que pueden no estar disponibles en plaza, y estudios previos de alta complejidad técnica; por lo que solicitan extender el plazo a 360 días y proponen la siguiente redacción alternativa.

“...Este proceso no deberá ser mayor a 120 días en el caso de nivel de tensión y 360 días en las perturbaciones. En casos excepcionales, cuando la magnitud de la obra de ampliación de la red así lo justifique, el Distribuidor con la correspondiente fundamentación, podrá solicitar al Regulador el otorgamiento de plazos adicionales. El Regulador resolverá el plazo máximo admisible aplicable en cada caso. El incumplimiento del plazo establecido dará lugar a la aplicación de sanciones en el marco de competencia del Regulador.”

Respuesta Aporte N° 2.10

Si bien se comparte lo planteado en relación a la posible complejidad de la solución, se entiende que 6 meses (180 días) es un plazo en el cual pueden realizarse modificaciones de red del orden de las previstas para las conexiones de nuevos servicios y la compra e instalación de equipamiento disponible en plaza.

No obstante, atendiendo a que puedan surgir casos en los que se requieran plazos mayores, se considera razonable dejar prevista la posibilidad de solicitud de excepción.

En consecuencia se sustituirá el Artículo 52 propuesto, por el siguiente:

“Artículo 52. Independientemente del pago de las compensaciones, el Distribuidor deberá tomar las medidas necesarias para la corrección de las desviaciones constatadas. Una vez adoptadas las mismas, deberá realizar medidas de verificación y comunicarlas al Regulador y al usuario cuando su reclamo haya sido el origen de las medidas. Este proceso no deberá ser mayor a 120 días en el caso de nivel de tensión y 180 días en las perturbaciones. Para este último plazo de 180 días y en casos excepcionales, cuando la magnitud de la obra de ampliación de la red así lo justifique, el Distribuidor podrá solicitar al Regulador el otorgamiento de plazos mayores con la correspondiente fundamentación. El Regulador resolverá el plazo máximo admisible aplicable en cada caso. El incumplimiento del plazo establecido dará lugar a la aplicación de sanciones en el marco de competencia del Regulador.”

CONCLUSIONES

El proyecto de Reglamento de Perturbaciones Eléctricas en la Red de Distribución fue puesto a Consulta Pública del 23 de julio hasta el 10 de agosto de 2018.

Se recibieron únicamente aportes por parte de UTE, los que fueron analizados en este documento, llegando a los siguientes pronunciamientos:

Aporte – ARTÍCULO 40: Se mantiene la redacción propuesta, modificándose la fórmula de THD U

Aporte – ARTÍCULO 41: Se mantiene la redacción propuesta, agregándose un párrafo al final del artículo, según lo analizado en punto 2.3 de este informe.

Aporte – ARTÍCULO 42: Se mantiene la redacción propuesta.

Aporte – ARTÍCULO 42 bis Se mantiene la redacción propuesta

Aporte – ARTÍCULO 42 ter: se modifica la redacción del artículo, según lo analizado en punto 2.6 de este informe

Aporte – ARTÍCULO 43: se modifica la redacción del artículo, según lo analizado en punto 2.7 de este informe

Aporte – ARTÍCULO 43 bis: se mantiene la redacción propuesta

Aporte – ARTÍCULO 43 ter: se modifica la redacción del artículo, según lo analizado en punto 2.9 de este informe

Aporte – ARTÍCULO 52: se modifica la redacción del artículo, según lo analizado en punto 2.10 de este informe