
Formularios, Plazos y Medios para la remisión de registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica (Publicación)

Lima, marzo de 2018

Resumen Ejecutivo

En la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD (Norma Tarifas), se establecen los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), así como lo referente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, siendo que en el numeral 6.2.5 de la Norma Tarifas se previó contar con información histórica de demanda de los SST y SCT para efectos del proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Con el fin de cumplir con lo anterior, se requiere implementar un sistema de información con datos de energía, tensión y corriente registrados en los extremos de los transformadores de potencia del SEIN, a fin que se permita un adecuado planeamiento y seguimiento del Plan de Inversiones, la revisión de los Anteproyectos presentados por Red de Energía del Perú S.A., revisión del Plan de Transmisión, así como definir la participación de la demanda de los usuarios regulados que hacen uso de los SST que eran pagados y/o usados por el titular y/o por Usuarios Libres (SSTL).

Mediante la Resolución N° 223-2017-OS/CD se dispuso la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinermin, del Proyecto de Norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica”, para que los interesados presenten sus opiniones y sugerencias a la misma dentro del plazo de 15 días calendario.

Dentro del referido plazo, se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Electro Dunas S.A.A., Enel Distribución Perú S.A.A., ENGIE Energía Perú S.A., Hidrandina S.A., Luz del Sur S.A.A., Red de Energía del Perú S.A. y Unacem S.A.A., parte de las cuales han sido acogidos parcial y/o totalmente, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Empresas	Número de Comentarios	Acogidos	Parcialmente Acogidos	No Acogidos
Electro Dunas	7	-	1	6
Enel Distribución Perú	6	1	-	5
ENGIE Energía Perú	3	1	1	1
Hidrandina	5	-	2	3
Luz del Sur	7	2	3	2
Red de Energía del Perú	1	-	-	1
Unacem(*)	3	1	-	1

(*): Dentro de los comentarios de Unacem, se recibió una consulta, que también ha sido respondida en el presente informe.

De acuerdo, con el análisis realizado en el presente informe, se concluye que es necesario modificar el Proyecto de Norma, considerando las opiniones y sugerencias que resultaron pertinentes con los objetivos de la misma, según se resume a continuación:

- Se amplía los plazos establecidos en el Proyecto de Norma, tanto para el cierre en la remisión cuatrimestral de registros de medición, como para la absolución de observaciones a la misma.
- Se precisa que los titulares de las instalaciones de transmisión remitirán información en los extremos de cada devanado del transformador de potencia que conecta barras de demanda o que permite la conexión de sistemas de demanda al SEIN.
- Se precisa que, para efectos de la obtención de registros de medición, los medidores de potencia y energía deberán sincronizarse tomando como referencia un GPS local o a través del GPS del servidor donde se reciben las mediciones.
- Se aclara lo establecido en el numeral 7.2 del Proyecto de Norma en relación a los formatos de los archivos empleados para presentar la información de las mediciones.

Finalmente, incluyendo los cambios anteriormente descritos, se recomienda aprobar y publicar la norma “Formatos, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1.	ANTECEDENTES	4
1.2.	PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN	5
1.3.	OBJETIVO	6
1.4.	JUSTIFICACIÓN	6
2.	ASPECTOS GENERALES	8
2.1.	PLAZO PARA LA REMISIÓN DE INFORMACIÓN	8
2.2.	FORMA DE REMISIÓN DE INFORMACIÓN	8
2.3.	REVISIÓN DE LA CALIDAD DE INFORMACIÓN	9
3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	10
4.	ANEXOS	11
5.	REFERENCIAS	43

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece, entre otros aspectos, que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por instalaciones del Plan de Transmisión elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), previa opinión favorable de Osinerghmin y, el SCT conformado, principalmente, por instalaciones de transmisión aprobadas por Osinerghmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias.

A la fecha, el COES ha emitido el informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN que servirá de base para el Plan de Transmisión del periodo 2019-2028. Además, mediante Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, que modifica la norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión, se ha introducido el concepto de Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) que corresponde a instalaciones de transmisión que conectan Áreas de Demanda con el SEIN, y que no se encuentran comprendidas en el Plan de Inversiones. En cuanto al Plan de Inversiones, se prevé iniciar el Proceso de modificación de los Planes de Inversiones vigentes a partir del mes de mayo del año 2018, de acuerdo a lo estipulado en la Tercera Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD. En ese sentido, resulta necesario contar con información de mediciones de cada uno de los Elementos de transmisión eléctrica que conforman el SEIN, de manera que permita a Osinerghmin emitir una opinión técnica respecto al nuevo Plan de Transmisión (en particular, respecto a las ITC), así como revisar las propuestas de modificación del Plan de Inversiones 2017-2021, a ser presentadas por las empresas titulares de transmisión.

Asimismo, de conformidad con el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) y la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT)” (Norma Tarifas), Osinerghmin determinará los porcentajes de responsabilidad de pago para los SST que eran pagados y/o usados por el titular y/o por Usuarios Libres (SSTL), en base a la hora de la máxima demanda del respectivo SSTL, para ello resulta necesario contar con la información de registros de potencia (en intervalos de 15 minutos) de cada uno de los Elementos de transmisión eléctrica que conforman dicho SSTL.

Por ello, Osinerghmin requiere implementar un sistema de Información con datos sobre energía, tensión y corriente registrados en los extremos de los transformadores de potencia, que permita un seguimiento adecuado en la proyección de la demanda, información básica y necesaria para el planeamiento de la expansión de la transmisión que se concreta a través del Plan de Inversiones y el Plan de Transmisión. Asimismo, dicha información permitirá emitir opinión técnica sobre los anteproyectos presentados por la empresa Red de Energía del Perú S.A. en cumplimiento de su contrato de concesión, los cuales identifican el conjunto de instalaciones de transmisión disponibles y las que, a futuro, como producto de un planeamiento del desarrollo de la transmisión, sean requeridas en el SEIN dentro de un período de análisis determinado.

1.2. Publicación del Proyecto de Resolución

Al tratarse de una nueva norma, correspondió publicar en el diario oficial El Peruano y en la página Web de Osinerghmin, el Proyecto de Resolución que aprobaría la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, a fin de recibir los comentarios y opiniones a que haya lugar, y que éstos sean analizados por Osinerghmin, en cumplimiento de lo señalado en el artículo 25° del Reglamento General de Osinerghmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, garantizando de esta forma la transparencia y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte para la regulación.

Así, mediante Resolución N° 223-2017-OS/CD se dispuso la publicación, del Proyecto de Resolución, conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico N° 575-2017-GRT y el Informe Legal N° 571-2017-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas, para que los interesados presenten sus opiniones y sugerencias a la misma, dentro del plazo de 15 días calendario, sin que ello tenga carácter vinculante ni de lugar a procedimiento administrativo.

Dentro del plazo fijado, las empresas ElectroDunas S.A.A., Enel Distribución Perú S.A.A., Engie Energía Peru S.A., Hidrandina S.A., Luz del Sur S.A.A., Red de Energía del Perú S.A. y Unacem S.A.A., presentaron opiniones y sugerencias al Proyecto de Norma referida en el párrafo anterior, cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

1.3. Objetivo

El objetivo del presente informe es:

- Establecer el procedimiento para la remisión periódica a Osinerghmin, a través del ingreso al Sistema de Información, de registros de mediciones de los sistemas de transmisión eléctrica, por parte de los titulares de las instalaciones de transmisión, así como los formularios, plazos y medios, necesarios para tal efecto. Considerando aquellas opiniones y sugerencias que resultaron pertinentes con los objetivos de la misma.
- Analizar las opiniones y sugerencias recibidas al Proyecto de Norma, en cumplimiento del artículo 3 de la Resolución N° 223-2017-OS/CD.

1.4. Justificación

De acuerdo a lo indicado en el numeral 6.2.5 del Capítulo Primero “Proyección de la Demanda” de la Norma Tarifas, corresponde a Osinerghmin implementar un Sistema de Información para el ingreso de los registros de mediciones de los sistemas de transmisión eléctrica. Dicho numeral indica lo siguiente:

*“(…) Respecto a la data histórica del Año Representativo, los titulares de las SET’s desde las cuales se efectúan ventas de potencia y energía, cargarán mensualmente en la **Base de Datos implementada por OSINERGHMIN**, la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de la potencia correspondiente a cada devanado secundario de los transformadores y/o cargas directamente conectadas a las barras de mayor nivel de tensión de dichas SET’s”. (subrayado y resaltado en negrita para efectos ilustrativos)*

Asimismo, de acuerdo a lo indicado en el numeral 8.1.1 de la Norma Tarifas, se dispone que los titulares de las instalaciones de transmisión eléctrica, a fin de elaborar su estudio de Plan de Inversiones, podrán descargar los registros de potencia de los transformadores de dicha Base de Datos:

“(…) Los registros históricos de todo el Año Representativo, de los devanados secundarios de los transformadores de cada SET existente y/o barras desde las cuales se efectúan ventas de potencia y energía, proporcionados por los titulares de las SET’s según lo señalado en el numeral 6.2.5 de la presente Norma”

Por tales motivos, es necesario implementar un Sistema de Información que permita almacenar los registros de mediciones de los sistemas de transmisión, con el fin de obtener mejoras en el desarrollo de las siguientes tareas:

- El seguimiento de la planificación y ejecución del Plan de Inversiones;
- La revisión de los Planes de Transmisión del COES y Red de Energía del Perú S.A.;
- La determinación de los porcentajes de responsabilidad de pago asignada por el uso de los SSTL a terceros,

- Los tiempos utilizados para el procesamiento y validación de la información remitida por los titulares de transmisión eléctrica en los procesos de aprobación del Plan de Inversiones.

2. Aspectos Generales

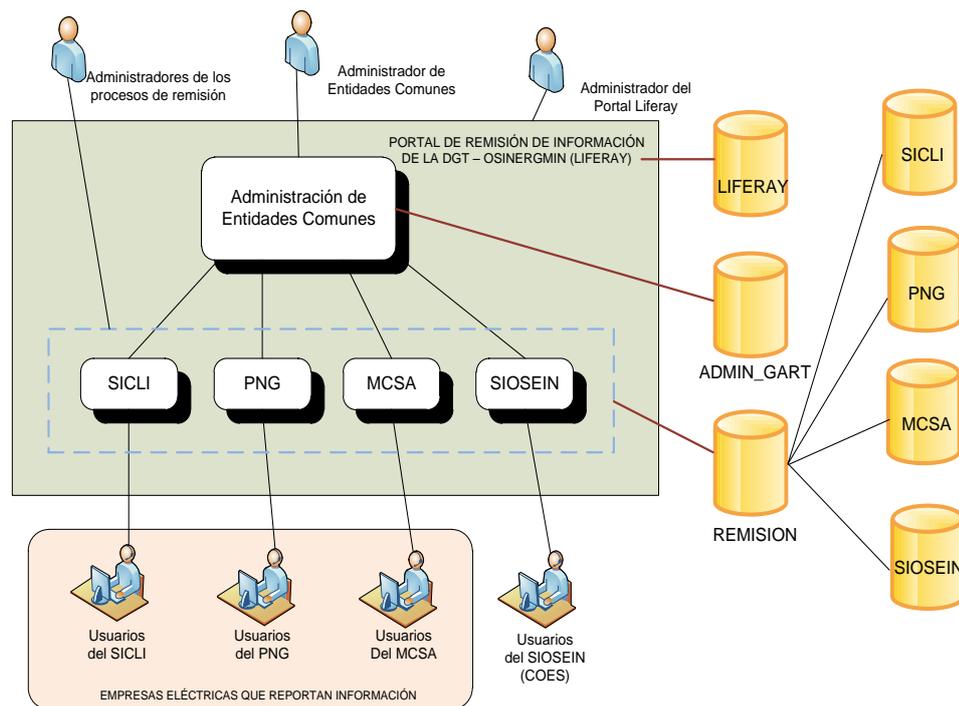
2.1. Plazo para la remisión de información

El plazo de remisión de información se ha establecido que sea en periodos de cuatro meses (cuatrimestrales), debido a la cantidad de información que será remitida por los titulares de transmisión. Se considera que este tiempo resulta razonable para el procesamiento y validación de dicha información.

2.2. Forma de remisión de información

La remisión de información se realizará dentro del Portal de Remisión de Información Energética (PRIE), debido a que es un medio que se utiliza para la remisión de información de todos los sistemas de información de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

De manera esquemática, el PRIE permite que las empresas remitan su información a través del portal de internet, y que utilicen entidades comunes con el resto de sistemas de información que tiene la Gerencia de Regulación de Tarifas.



Asimismo, debido a la cantidad de información que se enviarán periódicamente, se ha considerado que éstos sean remitidos como archivos planos o textos, tal como se realizan en la remisión de sistemas similares.

2.3. Revisión de la calidad de información

Se contempla la emisión de un Acta de Remisión que validará que las empresas remitan la información en el plazo y conforme a la estructura establecida en los formularios. Esta Acta de Remisión será emitida directamente por el Sistema de Información.

Posteriormente, luego de la revisión de esta información de manera detallada, se emitirá un Acta de Conformidad, con el que se confirmará la calidad de información remitida.

Finalmente, se dispondrá del soporte técnico permanente para la remisión de las empresas, en caso necesiten nuevos códigos para instalaciones o tengan problemas en la remisión de información.

3. Conclusiones y Recomendaciones

Se recomienda aprobar y publicar la Norma "Formularios, Plazos y Medios para la remisión de registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica".



Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente (e)
División de Generación y Transmisión Eléctrica

//jcc-dcII-rqe

4. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de las Opiniones y Sugerencias al Proyecto de Norma “Formatos, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión”.
- Anexo B** Norma que se propone aprobar.

Anexo A : Análisis de las Opiniones y Sugerencias

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinerghmin a las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados a la publicación del proyecto de resolución que aprobó la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica”.

1. ELECTRO DUNAS

La presente sección contiene el análisis de las opiniones presentadas por la empresa ElectroDunas S.A.A. (en adelante “ELDU”), mediante carta GL-117-2017, recibido por correo electrónico el día 15 de diciembre de 2017.

1.1. Opinión General

ELDU señala que, la información solicitada la viene entregando en forma diaria al COES en base al Procedimiento Técnico N° 03. Asimismo, señala que, Osinerghmin debería desarrollar los sistemas necesarios para obtener la información en tiempo real y evitar la carga de archivos en forma manual, la cual resulta redundante.

Añade que, para cumplir con los objetivos del Proyecto de Norma, se debe renovar o adicionar equipamiento con características especiales, para los cuales, Osinerghmin debe garantizar el reconocimiento de las inversiones en el Plan de Inversiones (PI). Asimismo, agrega que, se debe contemplar un plazo razonable para la renovación de equipos, el cual debe ser como mínimo cuatro (04) años.

Análisis de Osinerghmin

En relación a la información solicitada en el Procedimiento Técnico N° 03 del COES (PR-03), esta no es concordante con lo establecido en el Proyecto de Norma, dado que, el PR-03 solo requiere la presentación por parte de las empresas distribuidoras de la demanda en aquellas barras con tensiones mayores o iguales a 60 kV, en intervalos de 30 minutos. Como complemento a lo señalado, mediante carta COES/D/DO-137-2018, recibida el 08 de marzo de 2018, el COES señala lo siguiente:

“El Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional" (PR-03) exige a los Distribuidores y Grandes Usuarios la remisión de su consumo histórico cada 30 minutos, los valores remitidos en su gran mayoría corresponde a valores de sus SCADA (valores instantáneos de solo potencia activa) y no de medidores de energía.

Dado que esta información recibida no siempre es correcta, el COES ha solicitado a los Distribuidores el envío de sus medidores de energía dentro de los 15 primeros días de cada mes, de los mismos puntos de medición de su remisión diaria. Esta medición es fundamentalmente en el lado de baja de los transformadores y solo potencia activa.”

Por otro lado, se prevé implementar de forma progresiva la sugerencia de ELDU, siempre que la totalidad de empresas titulares de transmisión (Titulares), cuenten con medidores adaptados a la tecnología o funcionalidad de sincronización horaria por GPS.

Con respecto al reconocimiento de inversiones adicionales, es del caso mencionar que, la regulación tarifaria de los sistemas de transmisión, siempre ha reconocido los costos de inversión correspondientes al centro de control, telecomunicaciones y los sistemas de medición en las respectivas celdas asociadas a cada uno de los Elementos de transmisión, infraestructura que siempre se ha venido remunerando a través de las respectivas tarifas. Por lo que es responsabilidad de la concesionaria adecuar sus instalaciones para el cumplimiento del objetivo del Proyecto de Norma. Cabe indicar que, en el Informe legal N° 150-2018-GRT se aborda también este tema.

Finalmente, respecto al plazo sugerido para la renovación de equipos, cabe señalar que, los Titulares, con anterioridad al primer reporte de mediciones, deberán informar sobre los medidores faltantes o las características técnicas de sus medidores existentes a fin de establecer un programa de implementación o reemplazo de los medidores existentes. Dicho programa, cuando corresponda, tomará en cuenta la calificación de la celda de transformación asociada (SST o SCT), así como la problemática asociada a la misma (medidor no configurado para registrar los parámetros requeridos, ausencia de medidor, entre otros). De corresponder a una celda del SST, se evaluará su renovación (reemplazo) a través de la aprobación de una nueva celda en el Plan de Inversiones correspondiente o su modificatoria; sin embargo, de corresponder a un SCT, la concesionaria deberá regularizar la instalación del medidor faltante o, de ser el caso, configurar el medidor de manera que permita registrar todos los parámetros requeridos. En ese sentido, no se considera necesario contemplar el plazo sugerido.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

1.2. Opinión Específica N° 1

Refiriéndose al numeral 5.1 del Proyecto de Norma, donde se señala la frecuencia de remisión de los registros de mediciones, ELDU menciona que, le parece redundante enviar información de todos los devanados de transformadores y que, bastaría con reportar las mediciones de los devanados secundarios, dado que, los valores son similares debido a que las pérdidas técnicas son mínimas.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, cabe señalar que, la única manera de evaluar de manera efectiva las condiciones operativas de un Elemento de transmisión, para luego determinar si se requiere el reforzamiento de las instalaciones existentes o nuevas instalaciones, es a través de las mediciones correspondientes a todos los devanados, razón por la cual son indispensables las mediciones en todos los devanados de los transformadores.

De reportarse sólo las mediciones correspondientes a los devanados secundarios de un transformador, sería imposible evaluar las pérdidas reales y mucho menos, determinar a cabalidad sus condiciones operativas (como la máxima demanda en el nivel primario) durante días típicos de la semana o estacionales, para la definición del requerimiento de refuerzos o de nuevas instalaciones.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

1.3. Opinión Específica N° 2

Respecto al numeral 5.7 del Proyecto de Norma, ELDU considera que el plazo previsto para levantar las observaciones debido a la magnitud de la información debería ser de diez (10) días.

Asimismo, añade que, el artículo 141.4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG), referido a los plazos máximos para realizar actos procedimentales, señala lo siguiente:

“para actos de cargo del administrado requeridos por la autoridad, como entrega de información, respuesta o las cuestiones sobre los cuales deban pronunciarse: dentro de los diez días de solicitados”.

Al respecto, señala que, al tratarse de una norma legal de mayor jerarquía que el Proyecto de Norma, este último no debe establecer condiciones menos favorables que las previstas en la LPAG.

Análisis de Osinerghmin

En relación a los plazos considerados en la LPAG para los actos procedimentales, el Informe legal N° 150-2018-GRT desarrolla el análisis respectivo, concluyendo que, el plazo para subsanar las observaciones no necesariamente debe ser de diez (10) días.

No obstante, considerando la magnitud de información que será reportada periódicamente y, con la finalidad que los Titulares puedan efectuar adecuadamente la absolución de las observaciones, resulta conveniente ampliar el plazo para dicha absolución. Por consiguiente, se acepta la sugerencia de ELDU y se modifica el numeral 5.7 de la siguiente manera:

“5.7. La información validada o conforme con el Sistema de Información, será revisada por Osinerghmin, según la secuencia mostrada en el Gráfico 2; de encontrarse observaciones, éstas serán notificadas al titular y deberán ser subsanadas en un plazo máximo de ~~cinco (5)~~ diez (10) días a partir del día siguiente de la notificación.”

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge parcialmente, en el sentido en que, si bien la LPAG no establece necesariamente diez (10) días, se amplía el plazo por considerarlo conveniente para el objetivo del procedimiento.

1.4. Opinión Específica N° 3

Respecto al numeral 5.8 del Proyecto de Norma, ELDU considera que, debería existir un plazo prudencial para que los Titulares realicen un descargo final para la conformidad, teniendo en cuenta que, no siempre será factible contar con todos los registros por diversas índoles como fallas del hardware del equipo de medición, mantenimiento de los transformadores de instrumentos, mantenimiento de equipos de

medición, daños por fenómenos naturales, etc.

Agrega que, conforme a la LPAG, uno de los principios de la potestad sancionadora es el de razonabilidad (art. 246.3), según el cual el incumplimiento calificado como infracción debe considerar las circunstancias de la comisión de la infracción; así como el principio de culpabilidad (art. 246.10), según el cual la responsabilidad administrativa es subjetiva.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, con la ampliación del plazo para subsanar las observaciones (opinión anterior) y el plazo establecido para emitir el Acta de Conformidad, se considera que existe el plazo prudencial al que ELDU hace referencia.

Por otra parte, en relación al argumento referido a la LPAG, el Informe legal N° 150-2018-GRT, aborda el tema con mayor amplitud.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

1.5. Opinión Específica N° 4

Respecto al numeral 6.3 del Proyecto de Norma, ELDU considera que, en cuanto a la codificación de los activos de las empresas, esta corresponde a una gestión interna ya pre-establecida y relacionada con la gestión de la operación de sus sistemas y que, la nueva recodificación implicaría modificar y reconfigurar la base de datos de su sistema de operación y del SCADA, lo cual requiere un servicio especializado de costos onerosos.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, tal como señala el mencionado numeral, la codificación de barras, transformadores y subestaciones de transmisión del SEIN será estandarizada por Osinerghmin. En ese sentido, para cumplir con dicho objetivo, Osinerghmin evaluará diversas alternativas para codificar las instalaciones, entre ellas, la de utilizar la propia codificación de los Titulares. En consecuencia, lo dispuesto en el Proyecto de Norma no hará que se incurra en mayores gastos como señala la opinante.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

1.6. Opinión Específica N° 5

Respecto al numeral 6.4 del Proyecto de Norma, ELDU considera que la codificación de los activos es una gestión interna de las empresas.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.5 es válido para el análisis de la presente opinión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

1.7. Opinión Específica N° 6

Respecto al Artículo 6° “Criterios Generales”, ELDU considera que este requerimiento solo podrá ser cumplido para los medidores nuevos, mas no así para los antiguos. Ello debido a que las características técnicas anteriores no contemplaban los requerimientos de la norma actual (NTCOTR). Para realizar la sincronización con el GPS local de cada subestación se requiere medidores con puerto IRIG-B, para lo cual se requiere realizar inversiones elevadas.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.1, en relación al tratamiento de los medidores existentes, es válido para la presente opinión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

2. ENGIE

La presente sección contiene el análisis de las opiniones presentadas por la empresa Engie Energía Peru S.A. (en adelante “ENGIE”), mediante carta ENG/966-2017, recibido por correo electrónico el día 14 de diciembre de 2017.

2.1. Opinión Específica N° 1

Respecto al artículo 4° del Proyecto de Norma, ENGIE sugiere añadir la siguiente definición:

“4.6 Transformador de Potencia: Se refiere a los transformadores que conectan barras de demanda o que permiten la conexión de sistemas de demanda al SEIN”.

Al respecto, ENGIE precisa que, dicha definición resulta necesaria a fin de aclarar sobre qué tipo de transformadores del sistema de transmisión aplicará el Proyecto de Norma.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en base a la presente opinión, se debe precisar que la información a remitir corresponde a transformadores de potencia que conectan barras de demanda o que permiten la conexión de sistemas de demanda al SEIN. Dicha precisión, se incluye en el numeral 5.1 del Proyecto de Norma.

Por otro lado, respecto a definir el término Transformador de Potencia como parte del Glosario del Proyecto de Norma como propone ENGIE, no se considera conveniente, debido a que el concepto de un transformador de potencia tiene un carácter general.

Sin embargo, con el fin de precisar mejor la información requerida, el numeral 5.1 del Proyecto de Norma se modificará de la siguiente forma:

“5.1 Los titulares remitirán a Osinerghmin, con frecuencia cuatrimestral, información correspondiente al cuatrimestre inmediato anterior de los valores promedios integrados de los parámetros de Energía Activa (kWh), Energía Reactiva (kVArh),

Corriente (kA) y Tensión (kV) registrados cada 15 minutos en los extremos de cada devanado del transformador de potencia que conecta barras de demanda o que permite la conexión de sistemas de demanda al SEIN”.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, dado que la misma permite precisar sobre qué transformadores aplicará el Proyecto de Norma, pero no origina que el término Transformador de Potencia sea definido.

2.2. Opinión Específica N° 2

Respecto al numeral 5.1 del Proyecto de Norma, ENGIE señala que actualmente la mayoría de transformadores de potencia que ingresaron antes de la entrada en vigencia del Procedimiento Técnico N° 20 del COES (PR-20)¹, no cuentan con medidores de energía en los extremos de los devanados.

En ese sentido, ENGIE precisa que, para los fines del Proyecto de Norma, será suficiente contar con mediciones en ciertos devanados, exceptuando aquellas mediciones provenientes de devanados que alimenten servicios auxiliares de la subestación.

Por tal motivo, la modificación propuesta por ENGIE al numeral 5.1 es la siguiente:

“5.1. Los titulares remitirán a Osinerghmin, con frecuencia cuatrimestral, información correspondiente 01 cuatrimestre inmediato anterior de los valores promedios integrados de los parámetros de Energía Activa (kWh), Energía Reactiva (kVARh), Corriente (kA) y Tensión (kV) registrados cada 15 minutos en los extremos de cada devanado del Transformador de Potencia.

Los titulares del Transformador de Potencia cuya puesta en servicio se produjo antes del 14 de marzo de 2013 y que no dispongan de medidores de energía en los extremos de cada devanado, enviarán sólo las mediciones en los devanados donde dispongan de medidores.”

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.1, en relación al tratamiento de los medidores existentes, es válido para la presente opinión. Por consiguiente, no se modifica el numeral 5.1 del Proyecto de Norma.

Con respecto al devanado empleado para servicios auxiliares de la subestación, cabe señalar que, para fines del planeamiento de la transmisión, el cual se realiza de forma integral considerando todas las instalaciones existentes, es necesario contar con la información en todos los devanados del transformador, incluido el devanado de servicios auxiliares.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

¹ Aprobado con Resolución N° 035-2013-OS/CD de fecha 14 de marzo de 2013.

2.3. Opinión Específica N° 3

Respecto al numeral 6.7 del Proyecto de Norma, ENGIE señala que los medidores deben ser sincronizados con una referencia de tiempo, la cual debe ser un GPS, no siendo necesario que este sea restrictivo al GPS del servidor del SCADA.

ENGIE señala que, actualmente los GPS por características técnicas sincronizan un determinado número de equipos. En se sentido, añade que, se requeriría hacer inversiones innecesarias para conectar más equipos, toda vez que con la sincronización a un "GPS local" se logra el almacenamiento de información con la misma precisión de la estampa de tiempo.

En este sentido, ENGIE sugiere que en el numeral 6.7 se realice la siguiente modificación:

"6.7. Los medidores de potencia y energía deberán sincronizarse tomando como referencia un GPS o a través del GPS del servidor donde se reciben las mediciones (SCADA). Dicha labor será realizada por cada uno de los titulares de transmisión."

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se considera válido el argumento de la presente opinión, razón por la cual, se modifica el numeral 6.7 del Proyecto de Norma, considerando la propuesta de ENGIE, es decir:

"...tomando como referencia un GPS o a través del GPS del servidor..."

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

3. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

La presente sección contiene el análisis de la opinión presentada por la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), mediante correo electrónico, el día 15 de diciembre de 2017.

3.1. Opinión General

La empresa REP refiere que en el último párrafo de la "Introducción" del Proyecto de Norma, Osinerghmin justifica dicho proyecto de la siguiente manera:

"... Osinerghmin requiere implementar un Sistema de Información con datos sobre energía, tensión y corriente registrados en los extremos de los transformadores de potencia, que permita un adecuado planeamiento y seguimiento del Plan de Inversiones, la revisión de los Anteproyectos presentados por la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP), así como una mejor revisión del Plan de Transmisión".

Al respecto, señala que, no es necesario implementar un sistema adicional, dado que, Osinerghmin ya cuenta con la información para los fines señalados, los cuales se resumen a continuación:

a) Sistema SCADA: Todas las empresas que integran el SEIN reportan sus

medidas al centro de control del COES y, Osinergmin tiene un SCADA que refleja las medidas de los equipos del SEIN.

- b) Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión (P-091): A través del Anexo 3 del SITRAE (extranet del Osinergmin), las empresas de transmisión reportan, mensualmente, las máximas demandas de las líneas de transmisión y transformadores de potencia.
- c) Las empresas envían información de sus respectivos medidores al COES a través de su portal de Extranet.
- d) Asimismo, se envía a Osinergmin información relacionada a pérdidas y datos de consumos por Área de Demanda en la plataforma del SILIPEST.

En ese sentido, señala que, resulta innecesario implementar un sistema adicional ya que se cuenta con diversos mecanismos de recolección de información y que, agregar otro mecanismo representaría un sobre costo injustificado.

Por otra parte, REP señala que, si la finalidad de este mecanismo es realizar una mejor planificación de la transmisión, lo correcto sería que las instituciones encargadas de dicha planificación implementen los elementos y sistemas adicionales que consideren necesarios a su costo.

Adicionalmente, REP menciona que, el Proyecto de Norma estaría vulnerando el principio de simplicidad, establecido en el numeral 1.13 del Artículo IV.- Principios del Procedimiento Administrativo, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, LPAG, el cual señala lo siguiente:

“1.13. Principio de simplicidad. - Los trámites establecidos por la autoridad administrativa deberán ser sencillos, debiendo eliminarse toda complejidad innecesaria; es decir, los requisitos exigidos deberán ser racionales y proporcionales a los fines que se persigue cumplir.”

Finalmente, REP indica que, normas como la propuesta, adicionalmente de no ser de carácter necesario, para su implementación requieren una planificación y un análisis técnico económico de los costos que implican versus los beneficios que podrían generar. Al respecto, menciona algunos aspectos que el Proyecto de Norma no ha tomado en cuenta:

- Tecnología de los medidores: En el sistema eléctrico existen medidores con diferente configuración, por lo cual, la norma propuesta implicaría instalar medidores con características específicas para el fin requerido por Osinergmin cuyos costos tendrían que ser reconocidos.
- Sobre costo: Implementar un mecanismo adicional, implicaría un sobre costo y perjuicio debido a la inmediatez de este requerimiento.
- Periodo de implementación y adecuación: Normas de esta índole, adicionalmente a lo señalado, requerirían de periodos de adecuación, implementación y pruebas, que como mínimo estimamos en año y medio.
- Uniformidad: Las normas que proponen las diversas instituciones deben estar correctamente uniformizada en cuanto a nomenclatura, tecnología y criterios de

almacenamiento y envío de información, a fin de manejar una misma información bajo los mismos lineamientos.

Análisis de Osinerghmin

Cabe señalar que, el planeamiento de la transmisión a ser pagada por la demanda, se realiza de manera integral considerando todas las instalaciones existentes, indiferentemente de si el Titular es una empresa de Generación, Transmisión o Distribución, considerando las condiciones operativas más desfavorables desde el punto de vista de atención de la demanda.

En ese sentido, para evaluar de manera real, si las instalaciones de transmisión precisan de algún refuerzo, cambio de configuración o inversiones complementarias, es necesario contar con las mediciones a las que se refiere el Proyecto de Norma.

Por otro lado, si bien la integración en periodos de 15 minutos para obtener las energías también puede hacerse a partir de los archivos históricos de las medidas del Sistema SCADA, no necesariamente garantizarían una adecuada precisión en el promedio de las energías (activa y reactiva) y otros parámetros eléctricos, dado que se trataría de cálculos indirectos realizados no necesariamente bajo una adecuada precisión y debidamente sincronizados. Además, es preciso señalar que el SCADA solamente contiene información de ciertas instalaciones requeridas por el COES y no necesariamente de todas las empresas. Como complemento a lo señalado, en la carta COES/D/DO-137-2018, mencionada en el análisis de la opinión del ítem 1.1, el COES señala lo siguiente:

“El COES, para el monitoreo del sistema, solicita a los Agentes el envío de las señales SCADA de potencia activa, potencia reactiva, corriente y tensión de los transformadores de potencia pertenecientes al ámbito de la función de operación en tiempo real del COES (no de todo el SEIN). Este ámbito corresponde a la red de transmisión de tensión mayor a 100 kV.

Por tal motivo, el sistema SCADA no cuenta con información de los transformadores al interior de las redes de distribución. Asimismo, los Agentes no tienen implementadas el 100% de las señales solicitadas por el COES, por lo que no se cuenta con información completa de todos los transformadores de potencia de la red de tensión mayor de 100 kV.”

Asimismo, en la misma carta, el COES señala lo siguiente:

“Por experiencia sabemos que la gran mayoría de los Agentes remiten sus señales SCADA tomados de los circuitos de protecciones y no del circuito de medida que poseen mejor precisión, tampoco los toman de los medidores de energía.”

Por otra parte, en cuanto al alcance del Procedimiento aprobado por Resolución N° 091-2006-OS/CD, uno de los requerimientos a las empresas de transmisión son los reportes de las máximas demandas mensuales de transformadores (MVA). Adicionalmente, con dicho registro se solicita a las empresas la validación de los reportes especificando la condición de operación y envío de registros de carga integrados cada 15 minutos, solamente de aquellas instalaciones que operen por encima o cerca de sus límites de capacidad. En consecuencia, la información que aporta dicho sistema es insuficiente para los objetivos planteados en los alcances del Proyecto de Norma.

En cuanto a la información solicitada en el Procedimiento N° 03 del COES (PR-03), y que es remitida vía Extranet por las empresas de distribución, esta no es concordante con lo establecido en el Proyecto de Norma, puesto que el PR-03 solo requiere la presentación por parte de las empresas distribuidoras de la demanda en aquellas barras con tensiones mayores o iguales a 60 kV, en intervalos de 30 minutos. Asimismo, en la carta antes mencionada, el COES señala lo siguiente:

“El Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional" (PR-03) exige a los Distribuidores y Grandes Usuarios la remisión de su consumo histórico cada 30 minutos, los valores remitidos en su gran mayoría corresponde a valores de sus SCADA (valores instantáneos de solo potencia activa) y no de medidores de energía.”

“Dado que esta información recibida no siempre es correcta, el COES ha solicitado a los Distribuidores el envío de sus medidores de energía dentro de los 15 primeros días de cada mes, de los mismos puntos de medición de su remisión diaria. Esta medición es fundamentalmente en el lado de baja de los transformadores y solo potencia activa.”

Por otro lado, cabe precisar que la información que se reporta a la Base de Datos del SILPEST, corresponde a registros mensuales de energía proveniente tanto del mercado libre y regulado. Previamente, haciendo uso de las pérdidas estándar a nivel de MT y BT aprobadas por Osinergmin, se reflejan dichas ventas hasta el nivel de media tensión.

Por lo descrito, la única manera de evaluar de manera real las condiciones operativas de un Elemento de transmisión, para luego determinar si se requiere el reforzamiento de las instalaciones existentes o nuevas instalaciones, es a través de las mediciones correspondientes, razón por la cual son indispensables las mediciones en todos los devanados de los transformadores de potencia, de otro modo, sería imposible evaluar sus pérdidas reales y mucho menos determinar a cabalidad sus condiciones operativas durante días típicos de la semana o estacionales.

Por otra parte, cabe aclarar que la necesidad de implementar un Sistema de Información para el ingreso de los registros de mediciones de los sistemas de transmisión parte de las disposiciones contempladas en la Norma Tarifas. En ese sentido, la propuesta de un procedimiento corto y dinámico para que los agentes remitan la información vía digital, deja de lado la remisión física que se venía efectuando en las propuestas o a requerimiento de la Administración, lo cual, resultará útil tanto a los Titulares como a Osinergmin.

Asimismo, contar con dicho Sistema, permitirá que Osinergmin realice un adecuado seguimiento de la planificación y ejecución del Plan de Inversiones, lo que además permitirá identificar de manera sistematizada y oportunamente las necesidades de transformación en el SEIN.

Con respecto a que si el Proyecto de Norma estaría vulnerando el principio de simplicidad, es necesario precisar que el requerimiento de la información señalado en el Proyecto de Norma, no implica un cuestionamiento ex ante de la validez y veracidad de la información presentada por los agentes ni trasgrede la naturaleza ex post de la función supervisora, sino por el contrario, permite que de una manera sistemática y organizada se garantice que la opinión de Osinergmin respecto del Plan de Transmisión elaborado por el COES o la revisión y aprobación del Plan de Inversiones, se fundamente en la data real que se dispone en el Sistema de

Información. Cabe indicar que, de forma complementaria, en el Informe legal N° 150-2018-GRT se aborda este tema con mayor amplitud.

Con respecto a la tecnología de los medidores, esta observación revela que el sistema de medición de REP podría estar manteniendo deficiencias que, por el tiempo transcurrido desde el año en que se entregó la administración de las redes de transmisión, debieran haber sido superadas a cabalidad. No obstante, la forma de denotar los puntos donde aún se mantienen estas incoherencias y/o deficiencias de medición, será cuando la opinante informe respecto a las características técnicas de sus medidores existentes de modo que se establezca un programa de reemplazo de aquellos que no cumplen con la tecnología necesaria, considerando para ello, las condiciones y/o responsabilidades establecidas en su contrato de concesión.

Con respecto a los sobrecostos de implementación del sistema, es del caso mencionar que la regulación tarifaria de los sistemas de transmisión, siempre ha considerado los costos de inversión correspondientes al centro de control, telecomunicaciones y los sistemas de medición en las respectivas celdas asociadas a cada uno de los Elementos de transmisión, infraestructura que siempre se ha venido remunerando a través de las respectivas tarifas. Por lo que es responsabilidad de la concesionaria adecuar sus instalaciones para el cumplimiento del objetivo del Proyecto de Norma.

En relación al periodo de implementación y adecuación del sistema, que estima REP un año y medio para cumplir con lo dispuesto en la primera disposición transitoria del Proyecto de Norma, cabe señalar que la finalidad de dicha disposición es complementar la información requerida por Osinergmin mediante oficio N° 01070-2017-GRT, el cual fue alcanzado por la opinante por medio magnético.

Tal es así que, producto de la revisión de la información alcanzada, se ha identificado que no todos los puntos de medición requeridos por el Proyecto de Norma, fueron informados por la opinante.

Con respecto a la uniformidad de la nomenclatura, tal como señala el numeral 6.3 del Proyecto de Norma, la codificación de barras, transformadores y subestaciones de transmisión del SEIN será estandarizada por Osinergmin, la cual se mantendrá actualizada y puesta a disposición en la Web institucional conforme se señala en el numeral 6.2 de dicho proyecto.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4. ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ

La presente sección contiene el análisis de las opiniones presentadas por la empresa Enel Distribución Perú S.A.A. (en adelante "ENEL DISTRIBUCIÓN"), mediante correo electrónico, el día 14 de diciembre de 2017.

4.1. Opinión Específica N° 1

La empresa ENEL DISTRIBUCIÓN manifiesta que no cuenta con medidores instalados en los devanados primarios de los transformadores y que además no cuenta con un sistema integrado para la gestión de las mediciones periódicas requeridas, por tal motivo, para su implementación solicita que Osinergmin garantice el reconocimiento de

la inversión correspondiente.

Agrega que, para el objeto que se persigue, basta conocer las mediciones en los devanados secundarios con carga dado que representan la carga total que alimenta el transformador de potencia.

En tal sentido, ENEL DISTRIBUCIÓN sugiere que en el numeral 5.1 del Proyecto de Norma se realice la siguiente modificación:

“5.1. Los titulares remitirán a Osinerghmin, con frecuencia cuatrimestral, información correspondiente al cuatrimestre inmediato anterior de los valores promedios integrados de los parámetros de Energía Activa (kWh), Energía Reactiva (kVArh), Corriente (kA) y Tensión (kV) registrados cada 15 minutos ~~en los extremos de cada devanado del transformador de potencia~~ únicamente de los devanados secundarios con carga de los transformadores que son reportados según el Anexo 3 del “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión” (Resolución N° 091-2006-OS/CD)””

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión de los ítems 1.1 y 1.2 son válidos para la presente opinión.

Además, se reitera que ENEL DISTRIBUCIÓN, con anterioridad al primer reporte de mediciones, deberá informar sobre las características y condiciones en que se encuentra sus medidores existentes inherentes a los transformadores de potencia, a fin de establecer un programa de implementación o reemplazo de los medidores existentes.

Por otro lado, respecto a modificar el numeral 5.1 del Proyecto de Norma, señalando que las mediciones correspondan a los transformadores que son reportados según el Anexo 3 del procedimiento de supervisión aprobado con Resolución N° 091-2006-OS/CD, no se considera necesario dado que, según el análisis de la opinión del ítem 2.1, se precisa el tipo de transformadores sobre los cuales deberán remitirse las mediciones.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4.2. Opinión Específica N° 2

La empresa ENEL DISTRIBUCIÓN señala que la cantidad de registros procesados y la gestión de la información demandarán mayor tiempo incluyendo el proceso de revisión y validación de las mediciones.

En consecuencia, ENEL DISTRIBUCIÓN sugiere que en el numeral 5.2 del Proyecto de Norma se realice la siguiente modificación:

“El período para la remisión de información por parte del titular se inicia el día uno (01) y concluye ~~el día calendario quince (15) del mes después del día calendario (01) del mes~~ Sub-siguiente al cierre del cuatrimestre anterior (un mes de plazo en total)””

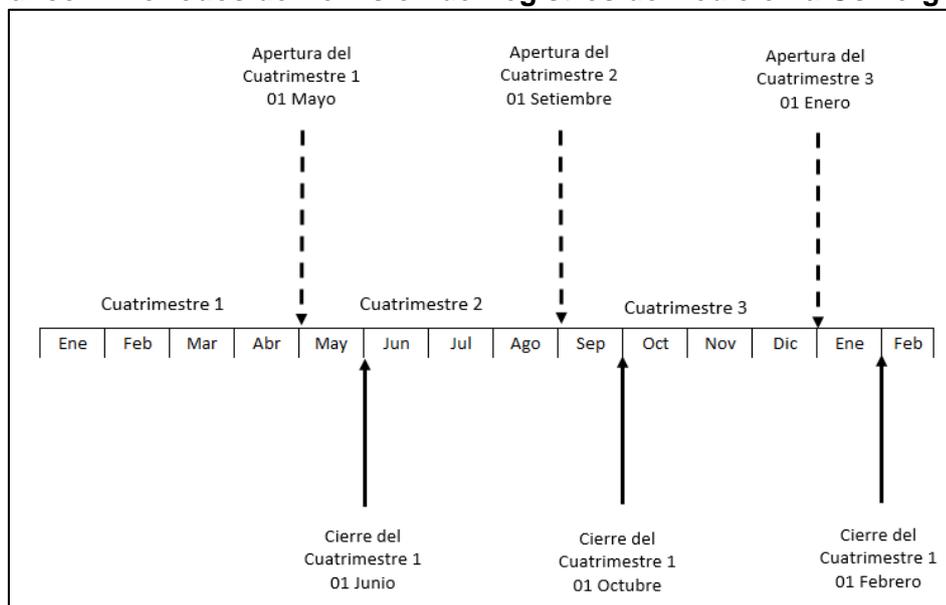
Análisis de Osinerghmin

Debido al gran volumen de registros a ser procesados en este sistema, se hizo necesario precisar en el Proyecto de Norma que el ingreso de los registros de medición se realice en formatos comprimidos (*.ZIP), con lo cual se reducirá el tiempo de transferencia y el uso del ancho de banda del sistema.

No obstante, a fin de evitar alguna eventualidad durante la carga masiva de información y su respectiva validación de coherencia, resulta necesario ampliar el periodo de remisión como sugiere ENEL DISTRIBUCIÓN, por lo que dicho numeral quedaría redactado de la siguiente manera:

“5.2 El período para la remisión de información por parte del titular se inicia el día uno (01) y concluye el primer día del mes sub siguiente al cierre del cuatrimestre anterior, a través de portal internet del Sistema de Información, tal como se indica en el siguiente gráfico:”

Gráfico 1: Periodos de Remisión de Registros de Medición a Osinerghmin



Respecto al gráfico anterior, cabe comentar que, además de haberse modificado la fecha de cierre de cada cuatrimestre, se ha modificado el título del gráfico con la finalidad de tener una mejor comprensión del contenido del gráfico.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

4.3. Opinión Específica N° 3

ENEL DISTRIBUCIÓN manifiesta que, con el propósito de notificar la remisión de las mediciones y no verse afectado por fines de semana o feriados largos y tomando en cuenta que se trata de una cantidad muy grande de información (más de 4 millones de datos), dichas alertas pueden perder efectividad, por tal motivo sugiere modificar el numeral 5.6 de la siguiente manera:

“5.6 El Sistema de Información alertará a los titulares, mediante correo electrónico, sobre el vencimiento del plazo para la remisión de información con cinco (5) días calendario de anticipación “

Análisis de Osinerghmin

Al haberse ampliado el período de remisión de información de 15 a 30 días calendario, según el análisis de la opinión del ítem 4.2, no se justificaría ampliar el plazo de dicha alerta.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4.4. Opinión Específica N° 4

ENEL DISTRIBUCIÓN señala que en el numeral 5.7 del Proyecto de Norma, se menciona lo siguiente:

“La información validada o conforme con el Sistema de Información, será revisada por Osinerghmin, según la secuencia mostrada en el Gráfico 2; de encontrarse observaciones, éstas serán notificadas al titular y deberán ser subsanadas en un plazo máximo de cinco (5) días a partir del día siguiente de la notificación”

Al respecto, ENEL DISTRIBUCIÓN propone modificar parte de dicho numeral con lo siguiente:

“... de cinco (5) días útiles (laborables) a partir del día siguiente de la notificación”

Como sustento ENEL DISTRIBUCIÓN argumenta que, el plazo otorgado puede verse afectado por fines de semana y feriados largos que son muy frecuentes a nivel nacional.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, el numeral 4.3 del Glosario del Proyecto de Norma dice claramente que el término “día” se refiere a días hábiles salvo que explícitamente se indique que se trata de días calendario. Por lo que, la propuesta de ENEL DISTRIBUCIÓN resulta redundante.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4.5. Opinión Específica N° 5

ENEL DISTRIBUCIÓN señala que en el numeral 6.7 del Proyecto de Norma, se menciona lo siguiente:

“Los medidores de potencia y energía deberán sincronizarse tomando como referencia el GPS del servidor donde se reciben las mediciones (SCADA). Dicha labor será realizada por cada uno de los titulares de transmisión.”

Al respecto, ENEL DISTRIBUCIÓN señala que se debe considerar válidas las mediciones registradas por el sistema SCADA cuyos datos se encuentran sincronizados con GPS.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, tal como se menciona en el análisis de la opinión del ítem 3.1, si bien la integración en periodos de 15 minutos para obtener las energías también puede hacerse a partir de los archivos históricos de las medidas del Sistema SCADA, no necesariamente garantizarían una adecuada precisión en el promedio de las energías (activa y reactiva) y otros parámetros eléctricos, dado que se trataría de cálculos indirectos realizados no necesariamente bajo una adecuada precisión y debidamente sincronizados.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4.6. Opinión Específica N° 6

ENEL DISTRIBUCIÓN señala que, para dar cumplimiento pleno a lo establecido en el Proyecto de Norma y bajo las condiciones requeridas, se debe considerar plazos prudenciales antes de que el proyecto entre en vigencia, por las siguientes razones:

- No se cuenta con medidores en varios puntos de los transformadores de potencia, por lo que, se requiere la adecuación de la implementación de equipos de medida en campo. Al respecto, Osinergmin debe asegurar el reconocimiento de las inversiones en el Plan de Inversiones. Con dicha medida, se aseguraría el cumplimiento del presente Proyecto de Norma.
- Asimismo, dado que se manejarán grandes volúmenes de datos, se requiere la implementación de un sistema de gestión de mediciones, así como bases de datos que permitan obtener la información de forma eficiente y confiable en los formatos requerido en el presente Proyecto de Norma. Al respecto, todos los recursos requeridos (sistemas de comunicación, servidores, aplicaciones informáticas, etc.), deben ser reconocidos en el Plan de Inversiones.

Por lo expuesto, ENEL DISTRIBUCIÓN solicita un plan de adecuación de dos (02) años para realizar la implementación de los sistemas y equipos mencionados.

Análisis de Osinergmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.1 es válido para la presente opinión.

Sobre el sistema de información (sistemas de comunicación, servidores, aplicaciones informáticas, etc.) que la opinante considera requeriría para el cumplimiento de la norma, debe tenerse presente que el Proyecto de Norma está orientada sólo a la remisión de las mediciones acopiadas a través de la infraestructura con la que debe contar toda empresa concesionaria de transmisión para poder controlar y operar adecuadamente sus instalaciones.

Por otro lado, consideramos que no es necesario el plazo de adecuación sugerido, dado que inicialmente se está requiriendo información que ENEL DISTRIBUCIÓN dispone actualmente. Al respecto, se reitera que, con anterioridad al primer reporte de mediciones, la opinante deberá informar sobre los medidores faltantes o las características de sus medidores existentes.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

5. LUZ DEL SUR

La presente sección contiene el análisis de las opiniones presentadas por la empresa Luz del Sur S.A.A. (en adelante "LUZ DEL SUR"), mediante carta SGP-054/2017, recibido el día 15 de diciembre de 2017.

5.1. Opinión Específica N° 1

LUZ DEL SUR señala que la norma debe considerar los sistemas de medición disponibles por las empresas, para efectos de la remisión de información de energía activa (kWh), energía reactiva (kVARh), corriente (kA) y tensión (kV).

Al respecto, solicita que la información a reportar incluya los sistemas de medición disponibles en las empresas (por ejemplo: medidores, sistema SCADA, transductores, entre otros).

Como sustento, menciona que, para cumplir con el objetivo del Proyecto de Norma no es necesario contar únicamente con medidores, ya que como se establece en la exposición de motivos de dicho proyecto, la remisión de información se realiza considerando la información con la que cuentan las empresas.

En ese sentido, añade que, entre otros, se debe considerar lo siguiente:

- Que los registros solicitados puedan también provenir de otros elementos como transductores, los mismos que, conectados a reductores de tensión y corriente, pueden dar la información solicitada en el presente Proyecto de Norma.
- Que la integración en periodos de 15 minutos para obtener las energías también pueda hacerse a partir de los archivos históricos de las medidas del sistema SCADA.
- Que se considere las mediciones registradas por el sistema SCADA, cuyos datos ya se encuentran sincronizados con GPS.

Finalmente, LUZ DEL SUR señala que las mencionadas opciones permiten cumplir con el objetivo del Proyecto de Norma.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se precisa que la información requerida, requiere precisión y exactitud, dado que será empleada, entre otros, para fines del planeamiento de la transmisión, por lo cual, deberá ser obtenida mediante medidores con características adecuadas para la finalidad del Proyecto de Norma, por las siguientes razones:

A través de los transductores fundamentalmente se obtienen los pulsos de tensión y corriente, con base en los cuales precisamente los medidores se encargan de determinar y registrar con una adecuada precisión el promedio de las energías (activa y reactiva) y otros parámetros eléctricos, en intervalos de 15 minutos como es práctica común en Perú, todo lo cual garantiza una data referencial útil para el cumplimiento del

objetivo del Proyecto de Norma, en tanto y en cuanto los medidores estén debidamente sincronizados mediante GPS.

En cambio, los promedios obtenidos sobre la base de los archivos históricos de un Sistema SCADA, no necesariamente garantizarían lo señalado en el párrafo anterior, dado que se trataría de cálculos indirectos realizados no necesariamente bajo una adecuada precisión y debidamente sincronizados.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

5.2. Opinión Específica N° 2

LUZ DEL SUR señala que en el numeral 5.1 del Proyecto de Norma se establece que los registros de medición serán cada 15 minutos y en los extremos de cada devanado del transformador de potencia.

Al respecto, solicita que, se remitan registros de mediciones solo en los devanados secundarios de los transformadores que tengan carga, por lo cual, sugiere modificar el numeral 5.1, de acuerdo a lo siguiente:

“5.1. Los titulares remitirán a Osinermin, con frecuencia cuatrimestral, información correspondiente al cuatrimestre inmediato anterior de los valores promedios integrados de los parámetros de Energía Activa (kWh), Energía Reactiva (kVARh), corriente (kA) y Tensión (kV) registrados cada 15 minutos en los extremos de los devanados secundarios de los transformadores que tengan carga ~~de cada devanado del transformador de potencia.~~”

Como sustento, señala que, considerando la exposición de motivos del Proyecto de Norma, es suficiente tener las mediciones en los devanados secundarios de los transformadores, dado que con dicha información se puede tener la demanda total de los transformadores. Asimismo, agrega que, en el caso de los devanados que no tienen carga, no se cuenta con equipamiento de medición y que no es necesario el reporte de mediciones en dichos devanados.

Finalmente, LUZ DEL SUR agrega que, respecto a los devanados de compensación (10 kV) de los transformadores de 220/60/10 kV, no es necesario el reporte de las corrientes y energías asociadas, dado que, las mismas son prácticamente nulas.

Análisis de Osinermin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.2 es válido para la presente opinión.

No obstante, cabe precisar que para el caso de los devanados sin carga (con excepción de los devanados primarios) así como los devanados de compensación, no es necesario la remisión de sus mediciones.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge parcialmente.

5.3. Opinión Específica N° 3

LUZ DEL SUR señala que, el plazo establecido en el numeral 5.2 para la remisión de información (15 días calendarios) es insuficiente, por lo cual, solicita que dicho plazo sea de 25 días calendarios.

Como sustento, señala que, para cumplir con el envío de información, se debe preparar la misma, conjuntamente con otros reportes que se remiten al Osinerghmin o COES.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 4.2 es válido para la presente opinión. No obstante, a diferencia de la sugerencia de LUZ DEL SUR, se ha considerado conveniente ampliar el plazo hasta el primer día del mes sub siguiente al cierre del cuatrimestre anterior.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge parcialmente.

5.4. Opinión Específica N° 4

LUZ DEL SUR señala que, el plazo establecido en el numeral 5.7 para la absolución de observaciones de Osinerghmin (5 días) es insuficiente, por lo que, solicita modificar dicho plazo a 10 días.

Como sustento, señala que, la información registrada utilizando el sistema SCADA puede presentar errores por fallas en los sistemas de comunicación, por lo cual, se requiere el tiempo necesario para validar y/o calcular las mediciones en dichos periodos, o reemplazarlos con registros de medición redundantes.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.3 es válido para la presente opinión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge.

5.5. Opinión Específica N° 5

En relación a la sincronización de equipos de medición con el GPS del sistema SCADA, LUZ DEL SUR solicita que, dicha sincronización sea efectiva sólo para los registros de medición en los sistemas SCADA.

Como sustento, señala que, los equipos de medición antiguos (instalaciones del SST) que actualmente se encuentran en servicio no cuentan con puerto de sincronización GPS.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 2.3 es válido para la presente opinión.

No obstante, se debe tener presente el análisis realizado a la opinión del ítem 1.1, en el

sentido que, con anterioridad al primer reporte de mediciones, se deberá informar sobre los medidores que no cuentan con puerto de sincronización GPS, a fin de establecer un programa de reemplazo de los mismos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge parcialmente.

5.6. Opinión Específica N° 6

LUZ DEL SUR señala que, el Proyecto de Norma no establece el plazo para la implementación de equipos de medición en los devanados primarios de los transformadores y del sistema integrado de gestión de mediciones; asimismo, no establece el mecanismo para el reconocimiento de dichas inversiones.

Añade que, en caso se mantenga el requerimiento de instalar sistemas de medición en los devanados primarios de los transformadores y del sistema integrado de gestión de mediciones, debe previamente establecerse el mecanismo para el reconocimiento de dichas inversiones y definir el plazo de implementación que en ningún caso debe ser menor a cuatro (04) años.

Como sustento, LUZ DEL SUR indica que, adicionar equipamiento con características especiales tal como lo establece el Proyecto de Norma, implica que se tenga que hacer inversiones adicionales, las cuales deberán estar reconocidas en el Plan de Inversiones. Asimismo, agrega que se debe considerar un plazo razonable para la instalación de dicho equipamiento, el cual debe ser como mínimo de cuatro (04) años, por razones de operatividad y niveles de inversión.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.1 es válido para la presente opinión.

Por otro lado, consideramos que no es necesario el plazo de adecuación sugerido, dado que inicialmente se está requiriendo información que LUZ DEL SUR dispone actualmente.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

5.7. Opinión Específica N° 7

LUZ DEL SUR señala que, no se especifica el formato del nombre de los archivos que se hacen referencia en el numeral 7.1 y 7.2 del Proyecto de Norma, por cual, solicita que se establezca el formato del nombre de la Tabla 1 y el archivo zip indicados en el Artículo N° 7 de dicho proyecto.

Como sustento, señala que es necesario que se establezca un mecanismo que facilite el manejo de la información reportada.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, tomando en cuenta la presente opinión, se procede a modificar la redacción del numeral 7.2 de modo que sea más entendible. Por lo que, dicho numeral quedará

redactado de la siguiente manera:

“7.2 La Tabla anterior deberá ser presentada en archivos planos o de texto, y los campos estarán separados por cualquiera de los siguientes caracteres: Tabs (“\t”); Pipes o palotes (“|”); Punto y Coma “;”. Para evitar una posible pérdida de información correspondiente a caracteres del idioma español se establece que el archivo de texto deberá ser generado usando la codificación UTF-8.

Para optimizar la transferencia de los archivos al Sistema de Información se sugiere enviarlos de forma comprimida bajo el formato ZIP, es necesario indicar que en dichos archivos de texto sólo se envía los datos, es decir no considerar la cabecera con los nombres de los campos.”

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge.

6. HIDRANDINA

La presente sección contiene el análisis de las opiniones presentadas por la empresa Hidrandina S.A. (en adelante “HIDRANDINA”), mediante correo electrónico, el día 12 de diciembre de 2017.

6.1. Opinión Específica N° 1

HIDRANDINA solicita modificar el plazo de reporte a los días 25 de cada mes toda vez que existen requerimientos similares de Osinerghmin que redundan en la misma información, pero en otros formatos, lo cual conlleva a dedicación de parte del personal de las empresas eléctricas a cada uno de los formatos requeridos.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 4.2 es válido para la presente opinión. No obstante, a diferencia de la sugerencia de HIDRANDINA, se ha considerado conveniente ampliar el plazo hasta el primer día del mes sub siguiente al cierre del cuatrimestre anterior.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge parcialmente.

6.2. Opinión Específica N° 2

HIDRANDINA señala que no todas las subestaciones están integradas al sistema SCADA por lo cual no es posible que los medidores tengan sincronización vía GPS. Añade que por ese mismo motivo su personal tiene que desplazarse físicamente para extraer las mediciones.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 2.3 es válido para la presente opinión.

No obstante, se debe tener presente el análisis realizado a la opinión del ítem 1.1, en el sentido que, con anterioridad al primer reporte de mediciones, se deberá informar sobre los medidores que no cuentan con sincronización vía GPS, de modo que se establezca un programa de reemplazo de los mismos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge parcialmente.

6.3. Opinión Específica N° 3

HIDRANDINA señala que no todos los medidores registran tensión y corriente. En ese sentido estará reportando energía activa, energía reactiva y tensión, donde se tenga medidores que lo registren.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.1 es válido para la presente opinión, en el sentido que, los Titulares, con anterioridad al primer reporte de mediciones, deberán informar sobre las características de sus medidores existentes a fin de establecer un programa de implementación o reemplazo de los medidores existentes, con medidores que cuenten con las características requeridas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

6.4. Opinión Específica N° 4

HIDRANDINA señala que, debido al volumen de información y la falta de puntos de medición, las barras de carga de los transformadores contienen información necesaria, por lo cual, no es necesario el reporte del lado de alta tensión.

Análisis de Osinerghmin

El análisis realizado a la opinión del ítem 1.2 es válido para la presente opinión.

Respecto, a la falta de puntos de medición, HIDRANDINA, con anterioridad al primer reporte de mediciones, deberán informar sobre los medidores faltantes a fin de establecer un programa de implementación de dichos medidores.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

6.5. Opinión Específica N° 5

HIDRANDINA señala que el reporte debe ser semestral, dado que no hay variaciones apreciables cada cuatrimestre.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, considerando el volumen de información a la cual hace referencia la misma HIDRANDINA en la opinión anterior, resulta conveniente remitir la información en

periodos cuatrimestrales, de manera que la misma pueda ser procesada por Osinerghmin en forma adecuada y oportuna.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

7. UNACEM

La presente sección contiene el análisis de las opiniones presentadas por la empresa Unacem S.A.A. (en adelante "UNACEM"), mediante correo electrónico, el día 03 de diciembre de 2017.

7.1. Opinión Específica N° 1

UNACEM señala que tiene condición de cliente libre. Sin embargo, tiene en concesión la línea de 138 kV Caripa - Condorcocha (L-1706), por la cual percibe ingresos por peaje. Asimismo, añade que, a través del transformador T3 (TRN00056) de 138/44 kV y 20 MVA, enlaza al sistema de Electrocentro con el SEIN.

Señala también que, tiene equipos adicionales registrados en el portal Osinerghmin, tanto en la SET Condorcocha y CH Carpapata (consumo propio de la planta Condorcocha de UNACEM - Autoproductores), del cual reporta datos de máxima demanda.

Por lo expuesto, UNACEM pregunta si debe reportar información de las instalaciones que pertenecen al SST (L-1706), incluido el transformador T3 que enlaza usuarios regulados, o debe reportar información de la totalidad de instalaciones registradas en el P091.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, el análisis de la opinión del ítem 2.1, establece sobre qué instalaciones deberá realizarse la remisión de registro de mediciones.

No obstante, tratándose de un caso particular, UNACEM deberá reportar el registro de mediciones de los transformadores que actualmente vienen siendo remunerados por la demanda.

Conclusión

No corresponde concluir dado que se trata de una consulta.

7.2. Opinión Específica N° 2

UNACEM señala que en la Tabla 1 del Anexo 1, Osinerghmin propone una estructura de datos para la información a reportar. Al respecto, el ítem 5 relacionado a "Fecha" indica un tipo de dato Alfanumérico, no obstante, la información que registran los medidores mantiene un formato tipo fecha, por lo cual, recomienda mantener dicho formato.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se considera conveniente mantener el formato establecido en el Proyecto de Norma, toda vez que, dicho formato viene siendo empleando en los diversos

sistemas de información que conforman el Portal de Remisión de Información Energética (PRIE) de Osinerghmin (SIMCUR, SICLI, etc.), los cuales actualmente se encuentran en aplicación.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión no se acoge.

7.3. Opinión Específica N° 3

UNACEM señala que, después de la implementación del sistema de recepción de información en el PRIE, será necesario realizar una capacitación, así como la realización de pruebas de envío de información en base a los formatos y codificación descritos en el numeral 7.2 del Proyecto de Norma.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se considerará la capacitación solicitada, así como la realización de pruebas de envío de información, una vez se tenga implementado el Sistema de Información correspondiente.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta opinión se acoge.

Anexo B Norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica”

Artículo 1º.- Objetivo

Establecer el procedimiento para la remisión de registros, a través del ingreso al Sistema de Información, de registros de mediciones de los sistemas de transmisión eléctrica, que incluyen los formularios, plazos y medios, para que los titulares de las instalaciones de transmisión remitan la información pertinente a Osinerghmin.

Artículo 2º.- Alcances

Están comprendidas dentro del alcance de la presente norma todas las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (“SCT”). Asimismo, será aplicable a las instalaciones comprendidas en las concesiones que fueron otorgadas mediante contratos, en aquello que no se oponga a lo estipulado en los mismos.

Artículo 3º.- Base Legal

Para efectos de la presente norma, se considera como base legal las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento, aprobado con Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, Reglamento de la Ley N° 27332.
- Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - Osinerghmin.
- Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Resolución N° 217-2013-OS/CD, Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (“Norma Tarifas”).

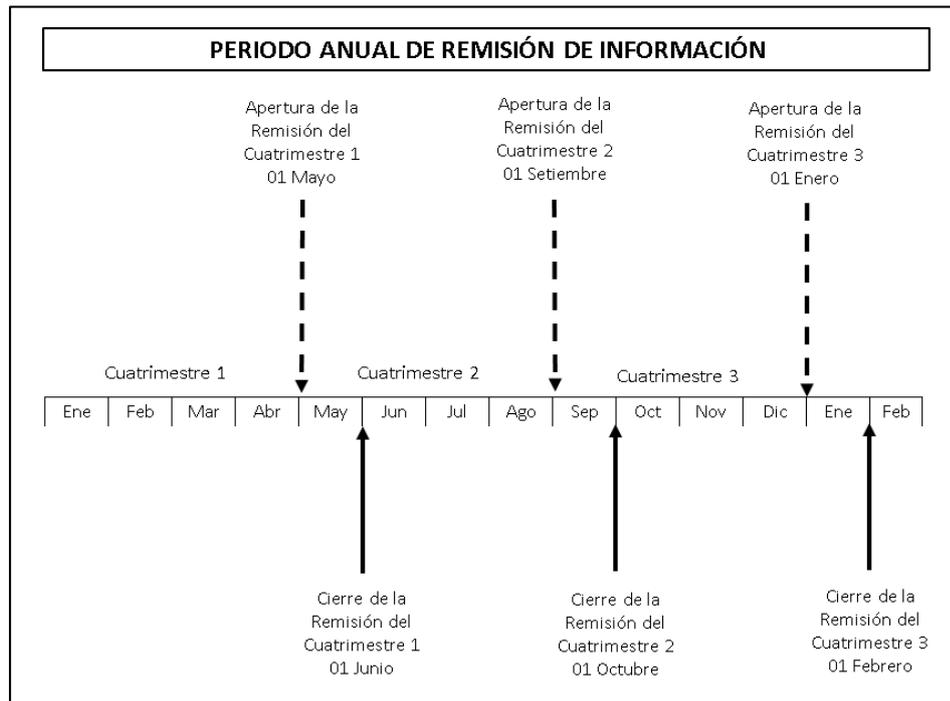
Artículo 4º.- Glosario

Los términos expresados en mayúsculas tendrán los significados previstos en la Norma Tarifas, salvo que se encuentren definidos en la presente Norma, según lo siguiente:

- 4.1 **Acta de Conformidad:** Es el documento generado por el Sistema de Información, el cual certifica que la información remitida por los titulares se encuentra sin observaciones.
- 4.2 **Acta de Remisión:** Es el documento generado por el “Sistema de Información”, que consolida en un resumen, la información ingresada por los titulares de transmisión.
- 4.3 **Día o días:** Días hábiles salvo que explícitamente se indique que se trata de días calendario.
- 4.4 **Sistema de Información:** Es un aplicativo en plataforma Web desarrollado por Osinermin, para la remisión de información por parte de las titulares.
- 4.5 **Titular o titulares:** Se refiere a la empresa concesionaria de instalaciones de transmisión eléctrica.

Artículo 5º.- Procedimientos y Plazos

- 5.1. Los titulares remitirán a Osinermin, con frecuencia cuatrimestral, información correspondiente al cuatrimestre inmediato anterior de los valores promedios integrados de los parámetros de Energía Activa (kWh), Energía Reactiva (kVARh), Corriente (kA) y Tensión (kV) registrados cada 15 minutos en los extremos de cada devanado del transformador de potencia que conecta barras de demanda o que permite la conexión de sistemas de demanda al SEIN.
- 5.2. El período para la remisión de información por parte del titular se inicia el día uno (01) del mes y concluye el primer día hábil del mes siguiente al cierre del cuatrimestre anterior, a través de portal internet del Sistema de Información, tal como se indica en el siguiente gráfico:

Gráfico 1: Periodos de Remisión de Registros de Medición a Osinerghmin

5.3. En caso la información ingresada a través del Sistema de Información, no presente inconsistencias relacionadas con la estructura establecida en los formatos del Anexo 1, el titular recibirá vía correo electrónico, un Acta de Remisión.

La fecha de envío consignada en el Acta de Remisión será la registrada en el Sistema de Información al finalizar el referido envío de información, y será la que figurará en el Acta de Conformidad, la misma que certifica que la información revisada se encuentra conforme por parte de Osinerghmin.

5.4. El plazo para el ingreso de la información podrá ser ampliado a solicitud del titular, para ello la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin evaluará y aprobará dicha solicitud con base al sustento documentado que deberá presentar el titular correspondiente.

Hasta cinco (5) días antes del último día del vencimiento del plazo de entrega, el titular podrá presentar la solicitud de ampliación de plazo. La decisión sobre esta solicitud será notificada al titular mediante correo electrónico, previamente proporcionado por el titular, como máximo hasta un (1) día antes del vencimiento del plazo fijado en la norma. La ampliación del plazo debe ser expresa y no podrá exceder, en ningún caso, los cinco (5) días adicionales.

En caso el titular incumpla con el plazo señalado para el ingreso de la información mencionada, sin mediar una prórroga aprobada, Osinerghmin podrá iniciar el procedimiento administrativo sancionador en caso corresponda.

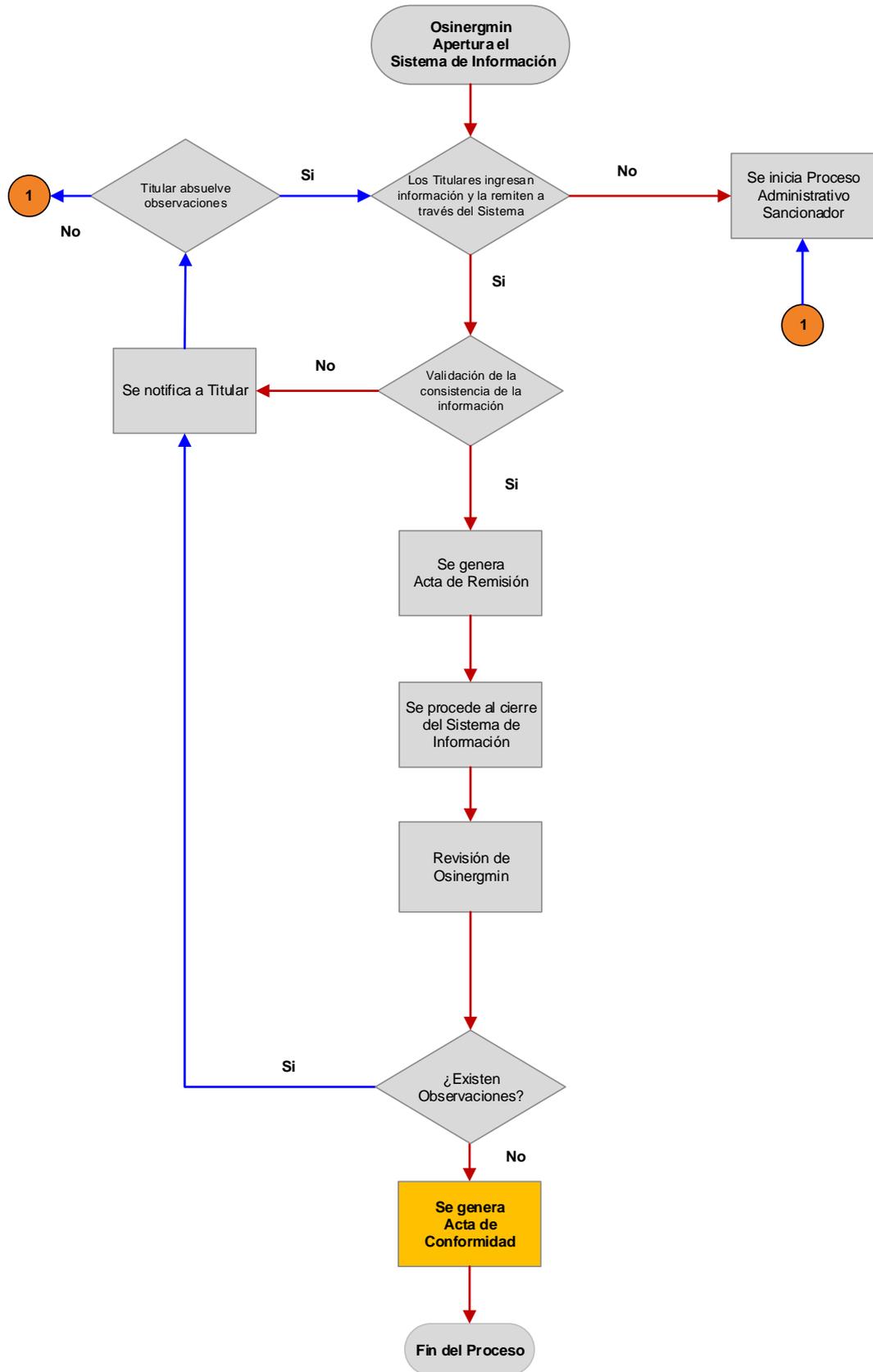
5.5. El Acta de Conformidad será remitida como máximo hasta treinta (30) días calendario después de vencido el plazo de entrega de la información.

5.6. El Sistema de Información alertará a los titulares, mediante correo electrónico, sobre el vencimiento del plazo para la remisión de información con cinco (5) días calendario

de anticipación. La eventual ausencia o demora de alerta por parte del Sistema de Información, no exime del cumplimiento de las obligaciones de los titulares.

- 5.7. La información validada o conforme con el Sistema de Información, será revisada por Osinergmin, según la secuencia mostrada en el Gráfico 2; de encontrarse observaciones, éstas serán notificadas al titular y deberán ser subsanadas en un plazo máximo de diez (10) días a partir del día siguiente de la notificación.

Gráfico 2: Diagrama de Flujo del Proceso de Remisión de Información



Fuente: Elaboración propia.

- 5.8. En caso de detectarse que la información no se encuentra conforme a lo establecido en el numeral anterior, no se generará el Acta de Conformidad, y Osinerghmin podrá iniciar el procedimiento administrativo sancionador correspondiente.

Artículo 6º.- Criterios Generales

- 6.1 El soporte técnico para el uso del Sistema de Información será brindado a través del correo electrónico: SoporteSIRPIT@osinerghmin.gob.pe. Toda notificación realizada por Osinerghmin a través de correo electrónico, será remitida desde dicho correo.
- 6.2. Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 5.1, se utilizará el Sistema de Información que se describe en el ítem "Formularios", los cuales están publicados en el link <https://prie.osinerghmin.gob.pe> de la página Web de Osinerghmin.
- 6.3 La codificación de las barras, transformadores y subestaciones de transmisión del SEIN será estandarizada por Osinerghmin, y deberá ser utilizada para el ingreso de los registros a que se refiere la presente norma.
- 6.4 Los titulares que requieran una nueva codificación deberán solicitarlo a través del correo electrónico indicado en el numeral 6.1, hasta 2 días hábiles previos a la culminación del mes en que se produzca la necesidad.
- 6.5. Osinerghmin codificará la nueva información y la integrará a las tablas, las que estarán a disposición en la página Web indicada en el numeral 6.2. La publicación de las tablas actualizadas se realizará el primer día hábil de cada mes.
- 6.6. La información a ser remitida deberá elaborarse mediante el uso de archivos de texto de acuerdo a los formatos establecidos en el Anexo de la presente norma.
- 6.7. Los medidores de potencia y energía deberán sincronizarse tomando como referencia un GPS local o a través del GPS del servidor donde se reciben las mediciones (SCADA). Dicha labor será realizada por cada uno de los titulares de transmisión.

Artículo 7º: Formatos de Ingreso de los Registros de Medición

La información de los registros será presentada de acuerdo con el formato que se señala a continuación:

7.1. Tabla 1: Registros de Medición de transformadores de potencia

1. Código de subestación: Identificación de cada subestación eléctrica existente.
2. Código de transformador: Identificación de cada transformador existente.
3. Número de serie del transformador: Identificación del transformador existente mediante su número de serie de fabricación
4. Código de barra: Identificación de la barra a la que se conecta cada devanado del transformador.
5. Fecha: Hora y fecha según formato "AAAAMMDDHHMM".
6. Registro de energía activa: Valor numérico con tres (03) decimales (kWh).
7. Registro de energía reactiva: Valor numérico con tres (03) decimales (kVArh).
8. Registro de tensión: Valor numérico con tres (03) decimales (kV).
9. Registro de corriente: Valor numérico con tres (03) decimales (kA).

7.2 La Tabla anterior deberá presentarse en archivos planos o de texto. Además, los campos no deberán contener cabeceras (nombres) y deberán estar separados por los caracteres tabs (“\t”), pipes o palotes (“|”) o punto y coma (“;”), según corresponda.

Asimismo, con el fin de evitar pérdidas de información durante la transferencia de archivos al sistema, así como optimizar la misma, los archivos deberán considerar una codificación UTF-8 y ser comprimidos empleando el formato ZIP (extensión .zip).

Anexo 1

FORMATO DE INGRESO DE LOS REGISTROS DE MEDICIÓN EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Tabla 1: Registros de medición de transformadores

En esta tabla se consigna la información de los valores promedios integrados de los parámetros de Energía Activa (kWh), Energía Reactiva (kVArh), Corriente (kA) y Tensión (kV) registrados cada 15 minutos en los extremos de cada devanado del transformador de potencia que conecta barras de demanda o que permite la conexión de sistemas de demanda al SEIN. Para tal efecto, la Tabla 1 estará conformada por los siguientes campos:

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	TIPO	LONGITUD	EJEMPLO
1	Código de subestación	Alfanumérico	15	BALNEARIOS
2	Código de transformador (2)	Alfanumérico	5	T0001
3	Número de serie del transformador (3)	Alfanumérico	30	PT-0019-1
4	Código de barra (4)	Alfanumérico	5	B0001
5	Fecha (AAAAMMDDHHMM) (5)	Alfanumérico	12	201709301800
6	Registro de energía activa (6)	Numérico	10.3	67.564
7	Registro de energía reactiva (7)	Numérico	6.3	18.425
8	Registro de tensión (8)	Numérico	3.3	221.254
9	Registro de corriente (9)	Numérico	1.3	0.231

Notas:

- (1) Deberá seleccionarse del cuadro "Subestaciones" disponible en la web de Osinerghmin.
- (2) Deberá seleccionarse del cuadro "Transformadores" disponible en la web de Osinerghmin.
- (3) El titular consignará el número de serie del transformador.
- (4) Corresponde a la barra asociada a cada devanado del transformador. Deberá seleccionarse del cuadro "Barras" disponible en la web de Osinerghmin.
- (5) Fecha y hora del dato de 15 minutos (AAAAMMDDHHMM) correspondiente al mes reportado; desde las 00:15 horas del primer día hasta las 00:00 horas del primer día del siguiente mes.
- (6) Registro de energía activa en kWh.
- (7) Registro de energía reactiva en kVArh.
- (8) Registro de tensión en kV.
- (9) Registro de corriente en kA.

5. Referencias

- [1] Resolución N° 223-2017-OS/CD, mediante la cual se dispuso la publicación del Proyecto de Resolución que aprueba la Norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión”.
- [2] Informe Técnico N° 575-2017-GRT y el Informe Legal N° 571-2017-GRT, que forman parte de la Resolución N° 223-2017-OS/CD.
- [3] Opiniones y Sugerencias de los interesados, al Proyecto de Resolución que aprobaría la Norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión”.