**ACUERDO N.° E-1821-2022-CAU.** SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las nueve horas con diez minutos del día veintiséis de septiembre del año dos mil veintidós.

Esta Superintendencia CONSIDERANDO QUE:

1. El día diecisiete de agosto del año dos mil veintiuno, el señor XXX, apoderado especial de la sociedad XXX, interpuso dos reclamos en contra de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V., por considerar que debido a una falla en el servicio eléctrico se dañaron los equipos siguientes:

En el suministro de energía eléctrica identificado con el NIS XXX:

|  |  |
| --- | --- |
| **Equipo** | **Monto** |
| Supresor de Voltaje Trifásico marca LEVINTON | USD 393.84 |
| Fuente de Voltaje de computadora Clon Antares | USD 22.60 |
| Fuente de Voltaje de computadora DELL Omnia Media | USD 98.30 |

En el suministro de energía eléctrica identificado con el NIS XXX:

|  |  |
| --- | --- |
| **Equipo** | **Monto** |
| Transferencia Automática de 600 Amperios, marca VITRO con módulo de control TECNOELECTRA | USD 14,003.02 |

Dicho reclamo se tramitó conforme a las etapas procedimentales que se detallan a continuación:

1. **TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO**

* + 1. **Audiencia**

Por medio del acuerdo N.° E-0848-2021-CAU, de fecha ocho de septiembre del año pasado, se acumularon bajo un mismo procedimiento los dos reclamos interpuestos y se concedió audiencia a la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V., por un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de dicho acuerdo, para que se manifestara por escrito respecto de dicho reclamo; y que remitiera la documentación relacionada con los suministros identificados con los NIS XXX y XXX.

En el mismo acuerdo, se comisionó al Centro de Atención al Usuario (CAU) de esta Superintendencia para que, una vez vencido el plazo otorgado a dicha distribuidora, determinara si era necesario contratar un perito externo para resolver el presente procedimiento; caso contrario, indicara que realizaría la investigación correspondiente.

El acuerdo en referencia fue notificado a las partes el día trece de septiembre de dicho año, por lo que el plazo para que respondiera la empresa distribuidora venció el veintiocho del mismo mes y año.

El día veintiocho de septiembre del año pasado, la señora XXX, actuando en representación de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. presentó una carta por medio de la cual manifestó lo siguiente:

“(…) ABRUZZO ha realizado las averiguaciones necesarias y se identifica que el orden de maniobra autorizado para la logística del PAMM, no fue el adecuado ocasionando los daños descritos. ABRUZZO ante la magnitud severa del evento, recurrió a ETESAL quienes indicaron que se había seguido un orden de maniobra que de haberse respetado no habría ocasionado inconvenientes, pues se había designado la secuencia usual de apertura de interruptores, (…)”

Por su parte, el CAU informó mediante el memorando N.° M-0470-CAU-2021, de fecha uno de octubre del año dos mil veintiuno, que realizaría la investigación y emitiría el dictamen correspondiente.

* + 1. **Apertura a pruebas**

Por medio del acuerdo N.° E-0992-2021-CAU, de fecha once de octubre del pasado año, esta Superintendencia otorgó audiencia a la sociedad Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL, S.A. de C.V.) para que en un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de dicho acuerdo, se pronunciara sobre la falla ocurrida el veintisiete de marzo de dos mil veintiuno y que ocasionó presuntamente los daños en los equipos de la sociedad XXX

En el mismo proveído, se requirió a las sociedades ABRUZZO, S.A. de C.V. e XXX que, en el plazo de veinte días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de dicho acuerdo, presentaran por escrito las pruebas que estimaran pertinentes.

Dicho acuerdo fue notificado a las sociedades ETESAL, S.A. de C.V., ABRUZZO, S.A. de C.V. e XXX el día catorce de octubre del mismo año; por lo que el plazo para pronunciarse para la empresa transmisora venció el día veintisiete del mismo mes y año, y para el resto el día doce de noviembre de dos mil veintiuno.

El día catorce de octubre de dos mil veintiuno, la señora XXX, actuando en representación de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. presentó una carta por medio de la cual manifestó lo siguiente:

[…] ABRUZZO indicaba que ETESAL diseño un protocolo de acción con la lógica de protección que implican estos casos, sin embargo lo ejecutores en este caso la Unidad de Transacciones, en el momento de las maniobras tomaron pasos distintos para la interrupción, y ante el cuestionamiento de ABRUZZO, indicaron que un orden de maniobra no es vinculante para la ejecución de un mantenimiento como el PAMM, así como también que los PM´s deben considerar mantener las protecciones suficientes como para este tipo de incidentes […]

A su escrito adjuntó copia de la carta remitida por la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. con referencia 0826/2021, en la cual expone las razones por las cuales no reconocerá los daños reclamados por la sociedad XXX

El día veintiuno de octubre del año pasado, el señor José Ramón Rodríguez, Gerente de Mantenimiento de la sociedad ETESAL, S.A. de C.V. presentó un escrito en el cual describe que como parte del Programa Anual de Mantenimientos Mayores 2020 – 2021 (PAMM), reprogramó el mantenimiento en la subestación XXX, para el domingo 28 de marzo 2021, contando con el visto bueno de los participantes del mercado interconectados a dicha subestación y aprobado por el operador del sistema.

Asimismo, adjunto un informe técnico vinculado a la falla que generó el disparo del interruptor XXX de ABRUZZO por pérdida de referencia a tierra en la subestación de XXX.

El día veintiséis de octubre del mismo año, la sociedad XXX presentó un escrito en el cual señaló que el origen del daño en los equipos eléctricos fue causado por una falla que incrementó el voltaje en las líneas de distribución. Además, señaló que la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. les manifestó que la falla era un caso tipificado como “Caso Fortuito o Fuerza Mayor”, por lo que solicitó que esta institución realice el análisis correspondiente.

* + 1. **Informe técnico**

Por medio del acuerdo N.° E-1248-2021-CAU, de fecha treinta de noviembre del año dos mil veintiuno, esta Superintendencia comisionó al CAU para que rindiera un informe técnico por medio del cual estableciera el origen de los daños reclamados y, si era procedente, la compensación económica solicitada.

El acuerdo descrito fue notificado a las partes el día tres de diciembre de dicho año.

Por medio de memorando de fecha diez de enero de este año, el CAU rindió el informe técnico N.° IT-0010-CAU-22, por medio del cual estableció lo siguiente:

* 1. Análisis del CAU

“[…] **Bitácora de operaciones**

Con base en la información proporcionada por la Gerencia de Electricidad de la SIGET, relacionada con los eventos registrados desde enero hasta marzo del 2021 que afectaron la red de distribución propiedad de la empresa ABRUZZO que alimenta el suministro bajo análisis, se presenta el siguiente resumen:

* La red de distribución propiedad de la empresa Abruzzo se puede ver afectada por dos puntos de suministro de energía eléctrica, uno es por la interconexión de DELSUR, y el otro es por la subestación XXX. Ambos puntos pueden dar servicio a Tuscania y a los usuarios de la Carretera al Puerto de La Libertad.
* Por el lado de DELSUR no se registró ni existió alguna interrupción que afectase a la interconexión con Abruzzo durante los meses de enero a marzo de 2021.
* Por el lado de XXX, con base en la información proporcionada por la UT, se registraron las maniobras realizadas para ejecutar el PAMM programado a partir de las 23:09 horas del 27 de marzo del 2021.

En el siguiente extracto, se muestra el contenido de la bitácora de operaciones correspondiente al 27 y 28 de marzo del 2021, en donde se puede observar el registro de las maniobras realizadas para la ejecución del mantenimiento programado.

(…) **Análisis de los argumentos presentados por el señor XXX**

El señor XXX señala que por parte de la distribuidora ABRUZZO se les había notificado de una suspensión del suministro eléctrico debido a trabajos a realizar en la subestación de ETESAL. A raíz de las maniobras realizadas antes de la media noche del 27 de marzo del 2021, se tuvieron variaciones de voltaje que dañaron 4 equipos eléctricos propiedad de XXX, dichos daños fueron causados por el incremento de voltaje que se dio en la línea de distribución.

Por otro lado, el señor XXX indica que las fuentes de alimentación de los equipos eléctricos son las mas propensas a fallar que otros componentes porque por ellas entregan la energía desde el principio. Hay muchas causas que pueden terminar con una fuente, pero las dos más dañinas son:

* Interferencia eléctricas: Las interferencias pueden terminar causando que la fuente no funcione adecuadamente, que salten los sistemas de protección y que quede inutilizable;
* Picos de tensión: Es la causa más común. Las fuentes tienen sistemas contra sobre voltaje, pero a veces no son 100% efectivos y causan que se dañen los componentes internos. Como extra en este punto, si se abre la fuente de alimentación y se ve que algunos de los condensadores están hinchados en la parte de arriba, con óxido y con restos de ácido reseco es debido a una sobretensión; y,
* Debido a que la distribuidora ABRUZZO, S.A. de C.V. nos indicaba que el caso era tipificado como CASO FORTUITO O DE FUERZA MAYOR, nos referimos al acuerdo N.° 223-E-2003 donde menciona lo siguiente:

(”….)

2.4 Control de interrupciones y justificaciones por caso fortuito o fuerza mayor

La distribuidora deberá mantener un registro anual de todas las interrupciones y justificaciones acaecidas por causales de caso fortuito o fuerza mayor de conformidad a lo establecido en la sección 2.5, dicho registro deberá ser puesto a la disposición de la SIGET, en cada oportunidad que esta lo requiera, el cual deberá ser conservado por la empresa distribuidora por un período no menor a 3 años, contados desde la entrega la SIGET, de la solicitud de excepción de compensación por energía no entregada por causales de Casos Fortuitos o Fuerza Mayor y de la responsabilidad por incumplimiento en su gestión comercial.

(….””)

Al respecto, de conformidad con la investigación realizada, se puede considerar que ha existido una relación entre las variaciones de voltaje ocurridas con fecha 27 de marzo del 2021 en la red de distribución de la empresa ABRUZZO, producto de las maniobras realizadas en el circuito que brinda energía a los suministros del usuario y los argumentos y pruebas que ha presentado el señor XXX, relacionados con los daños en los cuatro equipos eléctricos propiedad de la sociedad XXX

(…) **Análisis de los argumentos presentados por ABRUZZO**

Según los escritos presentados por ABRUZZO, dentro de sus argumentos menciona que realizó las averiguaciones necesarias e identificó que el orden de las maniobras autorizado para la logística del PAMM (Mantenimiento Preventivo Mayor Anual), no fue el adecuado ocasionando los daños descritos. Además, señala que Etesal indicó que de haberse respetado el orden de maniobras no habría ocasionado inconvenientes, pues se había designado la secuencia usual de apertura de interruptores. Por otro lado, la UT (Unidad de Transacciones) respondió a ABRUZZO que el orden de maniobra no era vinculante para seguir el protocolo.

Al respecto, el CAU considera que, se confirma nuevamente que las maniobras realizadas con fecha 27 de marzo del 2021 afectaron la red de distribución que alimenta los suministros identificados con los NIS XXX y XXX y coincide con la fecha en la que el señor XXX reportó el daño en los cuatro equipos eléctricos.

(…) **Argumentos y recomendaciones presentados por la UT**

Con fecha 13 de mayo del 2021, el ingeniero XXX, en calidad de Gerente General de la Unidad de Transacciones (UT), envió un escrito a la empresa ABRUZZO en respuesta a la solicitud realizada mediante carta con referencia 0806/2021, presentando los siguientes argumentos y recomendaciones:

En razón a los aspectos técnicos y legales mencionados, le indicamos lo siguiente:

a) Con la finalidad de evitar daños a sus equipos o a los de sus clientes se recomienda:

• En caso de que la red de distribución de ABRUZZO no sea capaz de soportar una condición de operación en la configuración delta aislada, sugerimos eliminar el riesgo de que esta condición ocurra, coordinando con los demás PM (Participantes del Mercado) que comparten la referencia a tierra, la habilitación de su propio transformador de puesta a tierra. Cabe mencionar que actualmente este transformador no puede ser conectado porque no esta solventada la condición que provocó un cero voltaje en la barra de 23 kV, por el envío de una señal de disparo transferido por falsa operación de relé 86T, tal como se mencionó en nuestra carta anterior.

• Asegurarse que los equipos estén dimensionados adecuadamente para operar a voltajes línea a línea, aunque estén conectados fase a tierra, dado el tipo de conexión del secundario de los transformadores en la subestación XXX.

• Garantizar que las protecciones de su circuito sean capaces de liberar a fallas ante ambas condiciones de operación (con referencia a tierra o en delta aislada). Como hemos mencionado anteriormente, el disparo por operación de la protección 59N es efectivo para la liberación de fallas fase a tierra en condición de delta aislada, así como desbalances de voltaje.

• Solucionar a la brevedad posible, el problema presentado con la falsa activación del relé 86T del transformador de puesta a tierra propiedad de ABRUZZO, para que esté disponible para conectarse nuevamente.

• La UT es responsable de operar el mercado mayorista de electricidad y no del mercado minorista; por tanto, es ajena a la relación contractual y de servicio que el Participante de Mercado (PM) - en este caso el Distribuidor – tenga con cada uno de sus clientes.

Con base en lo anterior, le informamos que no es procedente atender su solicitud de reconocer los daños a sus usuarios finales conectados en el circuito XXX de la subestación XXX.

Al respecto, el CAU opina que existe una relación causal directa entre el evento sucedido entre el 27 y 28 de marzo del 2021 en la red de distribución propiedad de ABRUZZO y los daños en los equipos reportados por el señor XXX, en calidad de apoderado especial de la sociedad XXX, y con base la Ley General de Electricidad, que en su artículo 31 establece lo siguiente: “Todo operador será responsable de los daños que sus instalaciones causen a los equipos con los que esté interconectado o los de terceros”; también, en el Reglamento de La Ley General de Electricidad que en su artículo 62 deja establecido: “La forma y condiciones en la que cada operador o usuario final responderá por los daños que causen sus instalaciones o equipos a los operadores con los que esté interconectado deberán pactarse en el respectivo contrato”; y, finalmente, con base en los Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final del pliego tarifario del año 2021”, que en su artículo 19 establece lo siguiente: “El Distribuidor será responsable de los daños que cause a los equipos con los que sus instalaciones están interconectadas, así como también a los de terceros.

Bajo el contexto anterior, el CAU es de la opinión que la responsabilidad por los daños ocasionados en los equipos eléctricos reclamados por el señor XXX es de la empresa distribuidora ABRUZZO […]”

* 1. Conclusión y Valoración de los equipos y bienes

[…] Durante la inspección técnica realizada por personal de SIGET, no se observaron reparaciones recientes en la red eléctrica en media tensión propiedad de la empresa ABRUZZO, a la cual está conectado el servicio bajo análisis.

Se ha verificado que las maniobras registradas por la UT en la bitácora de operaciones con fechas 27 y 28 de marzo del 2021 para la ejecución del mantenimiento programado, coinciden con la fecha y hora en la que el señor XXX manifiesta se tuvo los daños en los cuatro equipos eléctricos.

Con base en el análisis efectuado a la información obtenida durante la presente investigación, se establece que debido a las maniobras realizadas con fecha 27 de marzo del 2021 previo a la ejecución del mantenimiento programado, afectó la red de distribución eléctrica en media tensión por medio de la cual la empresa distribuidora ABRUZZO presta el servicio de energía eléctrica a los suministros bajo estudio, y dado que la relación contractual del usuario final es con ABRUZZO, se establece que la empresa distribuidora es la responsable por los daños en los equipos eléctricos reportados por el señor José Adán Villafuerte. [...]”

* 1. Dictamen

1. De conformidad con lo que ha sido expuesto y, en consideración con lo determinado en la **Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones**, contenida en el acuerdo n.° 319-E-2014, La Ley General de Electricidad, los Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final del pliego tarifario del año 2021, y las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, el CAU considera que los argumentos presentados por la empresa distribuidora no son aceptables, ya que existen evidencias que conducen a determinar que debido a deficiencias técnicas en la red de distribución eléctrica propiedad de ABRUZZO, esta fue la causante de los daños que presentan los equipos eléctricos reclamados por el señor XXX.
2. Las maniobras realizadas con fecha 27 de marzo del 2021 en la red de distribución eléctrica propiedad de ABRUZZO, previo a la ejecución del mantenimiento programado, incidieron de manera directa en los servicios identificados por la empresa ABRUZZO con los NIS XXX y XXX, de tal forma que los equipos eléctricos afectados no operaron dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica establecidas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, emitidas por esta Institución.
3. Consecuencia de lo anterior y con base en lo expuesto a lo largo del informe técnico precedente, el CAU opina que la empresa ABRUZZO, S. A. de C. V., es la responsable por los daños acontecidos en los equipos eléctricos reportados por el señor XXX, correspondiente a los suministros identificados con los **NIS XXX y XXX**. Por consiguiente, en virtud de las valoraciones de los daños reportados en los equipos eléctricos, es procedente que la sociedad ABRUZZO compense a la sociedad XXX, la cantidad de **CATORCE MIL QUINIENTOS DIECISIETE 76/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 14,517.76), con IVA incluido.** […]”.

**d) Remisión de informe técnico del CAU**

Mediante el acuerdo N.° E-0196-2022-CAU, de fecha tres de febrero de este año, esta Superintendencia remitió a las partes copia del informe técnico N.° IT-0010-CAU-22 rendido por el CAU de la SIGET para que, en un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de dicho proveído, manifestaran por escrito sus alegatos finales.

El acuerdo referido fue notificado a la distribuidora y a la sociedad usuaria los días ocho y nueve del mismo mes y año, respectivamente, por lo que el plazo finalizó, en el mismo orden, los días veintidós y veintitrés de febrero del mismo año.

El día catorce de febrero de este año, el señor XXX, actuando en la calidad antes indicada, presentó un escrito en el cual expresó su conformidad con el informe técnico N.° IT-0010-CAU-22.

Por su parte, el día veintidós de marzo de este año, la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. presentó un escrito en el cual manifestó lo siguiente:

“”“(…) Con fecha 27 de marzo del 2021, por parte de ETESAL y la UT se programó trabajos de mantenimiento a la barra de 23 kV de la subestación de XXX, sin embargo, no se siguió con el protocolo aprobado entre la UT y ETESAL previo a la ejecución de las maniobras y esto causo que la distribuidora Abruzzo se quedar sin referencia a tierra y por ende causar un daño en los equipos instalados de sus clientes. (…)

En expuesta, la empresa ETESAL remitió un informe, (…) en el que se establece en conclusión y recomendación lo siguiente:

**Conclusión:**

* El disparo del interruptor XXX y la falla del pararrayos del pararrayos asociado, fue ocasionado por la pérdida de referencia a tierra de barra de 23 kV, ante desbalances de voltaje producidos por la apertura de los interruptores XXX y XXX, los cuales conectan al transformador de puesta a tierra de DELSUR.

**Recomendaciones:**

* Darle seguimiento al protocolo de maniobras por parte de Transacciones en las diferentes interrupciones”

Con base en lo anterior, es evidente que los daños ocasionados fueron por la mala maniobra ejecutada por el operador de la Unidad de Transacciones.

**4. SOLICITUD FINAL**

Después de los expuestos con anterioridad, ABRUZZO está en toda la disposición de responder al usuario final por el daño en los equipos, sin embargo, se solicita a la SIGET que haga las gestiones necesarias para la Unidad de Transacciones responde económicamente a los daños ocasionados en la red de ABRUZZO y los daños ocasionados al usuario final, debido que los daños fueron originados por una mala ejecución en las maniobras. (…)”””

A dicho escrito adjuntó una orden de maniobra de la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. relacionada a la subestación de XXX, área de 23 Kv y un informe preliminar de Abruzzo sobre el disparo del interruptor XXX por pérdida de referencia a tierra en la subestación de XXX.

**e) Audiencia a la UT y comisión a la Gerencia de Electricidad para rendir informe técnico**

En razón de los argumentos planteados por la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. relacionados a que el origen de los daños se debió a una mala maniobra realizada por la sociedad UT, S.A. de C.V. mientras ejecutaba un mantenimiento en la subestación XXX, se emitió el acuerdo N.° E-0692-2022-CAU, de fecha cinco de abril de este año, en el cual se estableció lo siguiente:

“[…]

1. Otorgar audiencia a la sociedad Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. para que, en un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de este acuerdo, se pronuncie sobre la falla ocurrida el día veintisiete de marzo del año dos mil veintiuno y los argumentos técnicos indicados por las sociedades ABRUZZO, S.A. de C.V., XXX y ETESAL, S.A. de C.V.
2. Comisionar a la Gerencia de Electricidad de esta Superintendencia para que, en un plazo máximo de dos meses rinda un informe técnico en el que se pronuncie sobre los argumentos de la sociedad Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., ABRUZZO, S.A. de C.V., XXX y ETESAL, S.A. de C.V., y establezca el origen del daño reclamado.

Para ello, podrá requerir a las sociedades citadas, la información que consideren necesaria para un análisis integral.

1. Suspender por dos meses el plazo procesal establecido en el artículo 89 de la Ley de Procedimientos Administrativos para tramitar el procedimiento. […]”

El acuerdo referido fue notificado a las sociedades Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), ABRUZZO, S.A. de C.V., y ETESAL, S.A. de C.V. el día dieciocho de abril de este año; y a la sociedad XXX el día diecinueve del mismo mes y año, respectivamente.

El plazo otorgado a la sociedad UT, S.A. de C.V. finalizó el día dos de mayo del mismo año.

El día dos de mayo del presente año, la sociedad UT, S.A. de C.V., presentó un escrito por medio del cual respondió a lo requerido en el acuerdo N.° E-0692-2022-CAU y adjuntó un informe en el cual concluye lo siguiente:

[…] Con base a los argumentos técnicos y legales vertidos en este informe, al no disponer de una protección que aislara el circuito XXX, los daños causados a los usuarios finales por el evento del 27 de marzo de 2021 se considera que son responsabilidad exclusiva del operador ABRUZZO, S.A. de C.V., y en cuento a los daños reclamados por la sociedad XXX, la normativa establece que el responsable de ello será el operador que suministra el servicio, en este caso la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V.

Por las razones expuestas resulta improcedente que la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. solicite a la SIGET que sea la UT, quien responda por los daños ocasionados a su red y a los daños ocasionados al usuario final por afectaciones originadas en dicha red de distribución y que ha sido causada por no contar con las protecciones suficientes para garantizar la integridad de sus equipos [...]

El día veinticuatro de mayo del presente año, la Gerencia de Electricidad de esta Superintendencia remitió el memorando N.° CS-2022-05-025, en el cual solicitó que se le conceda prórroga para rendir el informe técnico requerido en el acuerdo N.° E-0692-2022-CAU, por la razón siguiente:

“[…] A consecuencia de la prórroga solicitada por las sociedades Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V., para la remisión de la información requerida se disminuye el periodo de tiempo para realizar el análisis de los datos y la elaboración del informe técnico requerido en el Acuerdo No. E-0692-2022-CAU por parte de la Gerencia de Electricidad, por lo que se solicita sea autorizada la extensión del plazo de la entrega del informe técnico en 15 días hábiles contados a partir del día siguiente a los dos meses otorgados por la Superintendencia por medio del acuerdo N.° E-0692-2022-CAU […]”.

Por medio del acuerdo N.° E-1088-2022-CAU de fecha treinta y uno de mayo de este año, se prorrogó el plazo para que la Gerencia de Electricidad rindiera el informe técnico requerido en el acuerdo N.° E-0692-2022-CAU. Asimismo, se amplió por quince días hábiles la suspensión del plazo procesal decretada previamente.

Dicho acuerdo fue notificado a las partes el día tres de junio del presente año.

Mediante memorando de fecha ocho de julio de este año, la Gerencia de Electricidad rindió el informe técnico N.° IT-CS-2022-07-007 dictaminado lo siguiente:

“[…]

7.1 Conforme al análisis técnico y regulatorio realizado, el origen de los daños reclamados por la XXX fue debido a las maniobras de equipos interruptores de potencia en Subestación XXX que afectaron al circuito de distribución eléctrica propiedad de ABRUZZO, los interruptores operados se encontraban bajo el control directo de la Unidad de Transacciones, y las maniobras fueron realizadas durante la noche del 27 de marzo de 2021, en preparación para la ejecución de los trabajos programados para el mantenimiento preventivo en la Subestación XXX ETESAL.

Las maniobras de apertura en los interruptores de potencia XXX y XXX se apartaron de la secuencia de maniobras que se había planificado y provocaron la pérdida de referencia a tierra y, por tanto, que la red de distribución de ABRUZZO la cual fue construida bajo norma técnica salvadoreña vigente para un sistema en configuración estrella multiaterrizado a 23 kVLL/13.28 kVLN , se encontrase operando sin una sólida referencia a tierra y con una fuente de voltaje en configuración delta a 23 kVLL.

Esta condición de vulnerabilidad, que acorde a la información recopilada hasta el momento fue creada de forma innecesaria, propició entre los terminales de los pararrayos de estación un nivel de voltaje muy cercano al voltaje de operación máximo de diseño (21kVLN) y superior al MCOV (17 kVLN) conforme a los datos de placa del pararrayos fallado que estaba instalado en el pórtico del interruptor de potencia de la distribuidora.

De acuerdo a la secuencia de eventos registrados, la posterior maniobra de cierre del interruptor XXX, que tampoco estaba contemplada en la secuencia de maniobras que se había planificado, reestableció nuevamente la referencia a tierra por medio de la reconexión del TdPaT propiedad de DELSUR, pero durante la transición generó perturbaciones de voltaje que sumados al sobrevoltaje existente en las terminales del pararrayos causó que la tensión superara el voltaje de diseño, debido a lo cual se dañaron los elementos internos constituyentes del descargador de sobretensiones, con la consiguiente avería del dispositivo de protección eléctrica y la apertura del interruptor XXX del circuito de distribución de ABRUZZO por la sobrecorriente debida a la corriente de falla.

7.2 Con respecto a los argumentos de la Unidad de Transacciones referentes a que la guía de maniobras que ETESAL es un documento auxiliar que solo sirve de apoyo, que en el ROBCP no se reconoce las órdenes de maniobra como documentos oficiales, y por lo mismo, tampoco se establece la obligatoriedad al seguimiento de éstas, con base en los numerales 16.2.1.1 y 16.2.2.3, del ROBCP se establece que la guía de maniobras que ETESAL entregó a la UT para realizar los trabajos en la Subestación XXX que forman parte del Plan Anual de Mantenimiento Mayor, están reconocidos en el ROBCP y además cumplía con el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra con Referencia Compartida; por otra parte, por medio de la información disponible no se observa que haya ocurrido un incidente extraordinario que haya obligado al operador de turno a que las maniobras se realizaran en una secuencia diferente a la planificada, e incumplir el referido protocolo.

7.3 Con respecto a los argumentos referentes a que la falla podría no haber ocurrido si el nivel de aislamiento de las instalaciones eléctricas de ABRUZZO fuera más robusto, tuviera protecciones eléctricas adicionales, o menores desbalances de tensión, debe tomarse en cuenta que:

* + 1. Los pararrayos utilizados por ABRUZZO cumplen lo establecido en el “Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica” (Acuerdo N.° 301-E-2003), el cual aplica a todas las empresas distribuidoras;
    2. En el punto de entrega de la subestación XXX de ETESAL está sujeto a los mismos niveles de desbalance de tensión que DELSUR y CAESS, además, la carga de ABRUZZO no es significativa comparada con la capacidad de la subestación, por lo que su incidencia en el nivel de voltaje en el punto de entrega de ETESAL es mínimo.
    3. En cuanto a la implementación de una protección por disparo del relé 59N, la Unidad de Transacciones no ha presentado evidencia de un incumplimiento regulatorio por parte de ABRUZZO.
    4. Se carece de evidencia de que el evento generador del daño ocurrido fuese la condición operativa relacionada con el nivel de aislamiento del apartarrayo, o el nivel de desbalance de tensión en la subestación de XXX, o la falta de un cierto tipo de función de protección eléctrica; sino que, según la secuencia de eventos ocurrida, la causa fue la serie de fenómenos transitorios ocurridos por la realización de maniobras que se apartaron de lo planificado, en cuanto a la desconexión y posterior reconexión de la referencia a tierra para la carga de la red eléctrica de distribución de ABRUZZO conectada a la fuente de alimentación de energía durante dichas maniobras. […]”

**f) Remisión de informe técnico rendido por la Gerencia de Electricidad**

Mediante el acuerdo N.° E-1544-2022-CAU, de fecha ocho de agosto de este año, esta Superintendencia remitió a las sociedades UT, S.A. de C.V., ABRUZZO, S.A. de C.V., XXX y ETESAL, S.A. de C.V., copia del informe técnico N.° IT-CS-2022-07-007 rendido por la Gerencia de Electricidad de la SIGET para que, en un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de dicho proveído, manifestaran por escrito sus argumentos finales.

En el mismo proveído, se suspendió el plazo procesal establecido en el artículo 89 de la Ley de Procedimientos Administrativos para resolver el diferendo, por el tiempo que mediara entre la notificación del acuerdo y su efectivo cumplimiento por las partes.

El acuerdo referido fue notificado a las partes el día once de agosto del mismo año, por lo que el plazo para pronunciarse venció el día veinticinco de agosto del mismo año.

El día diecinueve de agosto de este año, el señor XXX, apoderado especial de la sociedad XXX, presentó un escrito expresando que la resolución del caso sea el pago de los daños por parte de ABRUZZO, S.A. de C.V. a favor de su representada; sin que sea necesario que los operadores UT, S.A. de C.V. o la ETESAL, S.A. de C.V. justifiquen que no tienen responsabilidad en los hechos ocurridos.

El día veinticuatro de agosto del presente año, el XXX, gerente general de la sociedad ETESAL, S.A. de C.V., presentó un escrito indicando lo siguiente:

“[…] En el informe antes referido, se requiere que de manera conjunta la UT, ETESAL y las empresas distribuidoras realicen un análisis integral del “Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra (TdPaT) con referencia compartida”, suscrito entre la UT, ETESAL, las empresas distribuidoras y ANDA. En ese sentido solicitamos se indique quien deberá coordinar la revisión. Asimismo, sugerimos que, una vez finalizada dicha revisión, se remita a la SIGET para que evalúe su inclusión en la regulación nacional. […]”

El mismo día, el licenciado Rubén Nehemías Ordoñez Gutiérrez, representante legal de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V., presentó un escrito detallando lo siguiente:

“[…] a) El referido Informe dictamina que *“Las maniobras de apertura en los interruptores de potencia XXX y XXX se apartaron de la secuencia de maniobras que se había planificado y provocaron la perdida de referencia a tierra”,* *“condición de vulnerabilidad”* que *“fue creada de forma innecesaria”.*

b) Aunque la Unidad de Transacciones argumenta que la Orden de Maniobras no es un documento mandatorio, aduciendo que no se le reconoce en el ROBCP como tal, *“con base en los numerales 16.2.1.1 y 16.2.2.3, del ROBCP se establece que la guía de maniobras que ETESAL entregó a la UT para realizar los trabajos en la Subestación XXX que forman parte del Plan Anual de Mantenimiento Mayor, están reconocidos en el ROBCP y además cumplía con el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra con Referencia Compartida” y, “no se observa que haya ocurrido un incidente extraordinario que haya obligado al operador de turno a que las maniobras se realizaran en una secuencia diferente a la planificada, e incumplir el referido protocolo”,* es decir, la Unidad de Transacciones no justificó técnica u operativamente el porqué del cambio en este orden, comprometimiento la seguridad operativa del sistema la cual es su responsabilidad mantener, según el artículo 33 de la Ley General de Electricidad.

c) El “Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra (TdPaT) con referencia compartida” firmado la UT, ETESAL, las Distribuidoras y la ANDA, establece en el numeral 4.1.5 como primera actividad que las cargas conectadas a la barra deben ser desconectadas antes de desconectar el TdPaT, lineamiento que no se siguió al desconectar el TdPaT que daba la referencia a tierra a Abruzzo antes de desconectar su carga de la barra. Al haber desconectado la referencia a tierra antes que su carga, evidencia un incumplimiento a este protocolo y, por consecuencia, un peligro a la seguridad operativa del sistema.

d) El cambio en el orden de maniobras resultó en la pérdida de referencia a tierra del circuito de Abruzzo, cuyo diseño, construcción y elementos están conforme a la normativa vigente, lo cual generó la sobretensión de línea resultando en la rotura del pararrayo y los daños a los equipos de la Sociedad Constelación. […]”

En ese sentido, la distribuidora solicitó se responsabilice a la Unidad de Transacciones al pago de la compensación económica solicitada por la sociedad XXX, y se instruya a la UT cumplir con la orden de maniobras que ETESAL le proporciona para los trabajos relacionados al Programa Anual de Mantenimiento Mayor, según lo indica el ROBCP y el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra (TdPaT) con referencia compartida.

El día veinticinco de agosto del presente año, el señor XXX, gerente general de la sociedad UT, S.A. de C.V., presentó un escrito en el cual solicitó se declare improcedente que su representada asuma la compensación económica solicitada por la sociedad XXX, y se excluya de toda responsabilidad por la falla ocurrida el 27 de marzo del 2021.

Asimismo, expresó los argumentos siguientes:

“[…]

* + - * 1. Abruzzo no cumplió con la obligación que tiene cada PM de ajustar sus equipos de protección teniendo en cuenta el punto de interconexión al sistema de transmisión, y de las condiciones especiales en dicho sitio, con base en las cuales debió colocar protecciones que brindaran tal garantía, incluso si eso implicaba que fuesen superiores al estándar que exige la norma.
        2. Las órdenes de maniobra no constituyen documentos de imperativo cumplimiento, por las condiciones mismas de la operación en tiempo real y por no estar contempladas en la normativa vigente.
        3. El daño ocasionado en los equipos de XXX ocurrió por la falta de protecciones adecuadas en la red de Abruzzo.
        4. Abruzzo es conocedor de las obligaciones que el marco normativo le impone relativas a la calidad del servicio y la obligación de compensar a sus usuarios finales por daños ocurridos en los equipos e instalaciones de estos derivados del suministro del servicio de energía eléctrica, por lo que, al asumir el riesgo de operar sin las protecciones adecuadas debe asumir la compensación a su cliente.
        5. Los sujetos obligados por la Normativa para la Compensación por daños económicos o a equipos, artefactos o instalaciones, a compensar por daños económicos surgidos por la prestación del servicio de energía eléctrica, son las entidades que realizan una actividad en el sector de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, para este caso la sociedad Abruzzo, S.A. de C.V.
        6. La solicitud de Abruzzo para que la UT compense económicamente a XXX es improcedente.
        7. La Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. no es responsable de los daños ocurridos a la sociedad XXX […]”

1. **SENTENCIA**
2. Encontrándose el presente procedimiento en etapa de dictar sentencia, esta Superintendencia realiza las valoraciones siguientes:

Para emitir la decisión que corresponda al caso en estudio, se considera indispensable establecer el orden lógico de esta sentencia, precisando:

Marco Regulatorio

2. Análisis técnico de los argumentos realizado por la Gerencia de Electricidad

2.A. Argumentos de la sociedad XXX

2.B. Argumentos de la sociedad UT, S.A. de C.V.

2.C. Argumentos de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V.

2.D. Argumentos de ETESAL, S.A de C.V.

2.E. Conclusión técnica

3. Análisis legal

3.1 Cumplimiento y garantía de derechos de las partes

3.2. Sobre la compensación de daños reclamada por la sociedad XXX

3.3. Compensación económica de aparatos y bienes

3.4 Otras consideraciones

Conclusiones

Recursos

1. **MARCO REGULATORIO**

**1.A. Ley General de Electricidad y su Reglamento**

De acuerdo con el artículo 2 letra e) de la Ley General de Electricidad, uno de los objetivos de dicho cuerpo legal es la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

El artículo 11-Bis, dispone que la SIGET podrá recabar de los operadores y de la Unidad de Transacciones la información que resulte necesaria en el ejercicio de sus funciones para verificar el cumplimiento de esta ley, su reglamentación y las normas que resulten aplicables.

La SIGET podrá realizar por sí, o por medio de los peritos o auditores nombrados para ello, las inspecciones que considere necesarias con el finde confirmar la veracidad de la información aportada en la medida que resulte necesario para el ejercicio de sus funciones.

El artículo 31 de dicha Ley determina que todo operador será responsable de los daños que sus instalaciones causen a los equipos con los que esté interconectado o los de terceros.

El artículo 33 determina que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objeto: a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y, b) Operar el mercado mayorista de energía eléctrica.

El artículo 41, dispone que todo transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus instalaciones para la operación coordinada del sistema. La UT estará facultada para controlar las unidades de generación de sus miembros.

Asimismo, el artículo 42 de la Ley, determina que las decisiones de operación que tome la UT serán de cumplimiento obligatorio para los operadores.

**1.B. Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción (ROBCP)**

El artículo 1.1. determina que la Unidad de Transacciones (UT) es el organismo responsable de operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y operar el mercado mayorista de energía eléctrica.

El artículo 2.1.2. define que la UT operará el sistema de transmisión manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en este Reglamento y la Regulación Regional. Cada Participante del Mercado tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas que serán verificadas por la UT.

**1.C. Reglamento de la Ley General de Electricidad**

El artículo 62 establece que la forma y condiciones en que cada operador o usuario final responderá por los daños que causen sus instalaciones o a los operadores con los que esté interconectado deberán pactarse en el respectivo contrato.

El artículo 63 dispone la forma y condiciones en que cada operador responderá por los daños que causen sus instalaciones o equipos a los de tercero podrán pactarse directamente en cada caso concreto, o se podrá acudir a la SIGET para que resuelva al respecto.

**1.D. Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones.**

La Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, define y establece el procedimiento que deberán seguir las distribuidoras de electricidad, los usuarios finales y esta Superintendencia para la investigación y resolución de casos vinculados a daños económicos sufridos por los usuarios finales, que son atribuibles al suministro de energía eléctrica por causas imputables a un operador de dicho servicio.

El artículo 1 dispone que dicha normativa tiene por objeto establecer el procedimiento para la compensación por daños económicos o a equipos, artefactos o instalaciones surgidos en el marco de las relaciones jurídicas del sector eléctrico entre operadores, o entre un operador y un usuario final.

El artículo 17 señala que el objetivo principal de la investigación será determinar el origen de los daños económicos, en instalaciones eléctricas, aparatos, equipos eléctricos, artefactos, bienes muebles o inmuebles, materiales tales como productos en procesos, terminados o materias primas que no pueden ser resguardados en un corto tiempo o que por la naturaleza del proceso no puedan ser reutilizados, estableciendo la responsabilidad de si los mismos fueron afectados directamente por una situación atribuible al operador.

Los artículos 18, 20 y 21 indican que se deberá investigar que las instalaciones y aparatos eléctricos de las partes involucradas, cumplan con los requerimientos técnicos, operativos y de seguridad de conformidad con lo establecido en las normas técnicas nacionales e internacionales de la industria eléctrica aceptadas por la SIGET. Investigándose además de la información proporcionada por las partes, en caso de ser necesario, cualquier otra información relacionada con el origen de los daños, pudiéndose requerir a las partes que dentro de un plazo determinado presenten documentos adicionales y otras pruebas que se consideren pertinentes para la solución del caso.

De tal forma que la investigación incluya los extremos planteados por las partes y aquellos aspectos técnicos que se estimen pertinentes para establecer responsabilidades, debiendo consignarse sus hallazgos y conclusiones en el informe técnico correspondiente.

Asimismo, con base en el artículo 19 se establece que, de ser procedente, se deberá realizar el valúo de los daños en cuestión según corresponda. A efecto de realizar dicho valúo se contemplarán los valores de reparación o en su defecto si los bienes dañados quedaren inservibles, se considerará el valor de reposición de los bienes sujetos al valúo.

En ese orden, el artículo 23 dispone que la resolución final deberá definir si es o no procedente la compensación por los daños reclamados, delimitando y detallando los bienes que serán sujetos de compensación o el monto a compensar según corresponda. Dicha resolución será fundamentada en el dictamen del perito, en el informe rendido por la Gerencia de Electricidad o el informe del Centro de Atención al Usuario, según sea el caso, producto de la investigación previa realizada.

**1.E. Ley de Procedimientos Administrativos**

De conformidad con el artículo 166 de la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA) todo procedimiento debe ser adecuado a lo establecido en dicha Ley.

Así, el artículo 80 de la LPA regula que los términos y plazos del procedimiento son vinculantes para la administración y los particulares, quienes deben respetarlos por ser obligatorios y perentorios, sin embargo, dicho cuerpo legal concede la posibilidad de que los plazos sean ampliados.

El artículo 83 de la LPA, dispone que la administración podrá acordar de oficio o a petición del interesado una ampliación de los plazos establecidos en la ley, la cual será motivada y no podrá exceder la mitad del tiempo establecido, siempre que las circunstancias lo exijan y con ellos no se perjudiquen derechos de terceros, ni el interés público.

Por su parte, el artículo 86 numeral 2 de la LPA regula que la administración pública deberá dictar los dictámenes, peritajes e informes técnicos similares, en veinte días después de solicitados, salvo que por su naturaleza se establezca de manera fundamentada la necesidad de ampliación, la cual no podrá exceder en todo caso de otros veinte días.

1. **ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS ARGUMENTOS PRESENTADOS**

La figura procesal del dictamen técnico se erige como la prueba fundamental para determinar el origen de los daños reclamados por la sociedad XXX

En dicha investigación, el CAU y la Gerencia de Electricidad recopilaron y valoraron los elementos probatorios, a efecto de establecer responsabilidades, que deben ser consecuencia lógica de los hechos y fundamentos técnicos comprobados y acreditados en su investigación, así como de la aplicación del marco regulatorio sectorial.

Planteado lo anterior, se abordarán puntualmente lo establecido por el CAU y la Gerencia de Electricidad sobre los argumentos y pruebas presentadas más relevantes planteadas por las sociedades XXX, UT, S.A. de C.V., ABRUZZO, S.A. de C.V. y ETESAL, S.A. de C.V. vinculados a la falla ocurrida el día 27 de marzo de 2021, en el orden siguiente:

**2.A. ARGUMENTOS DE LA SOCIEDAD XXX**

La sociedad XXX expuso que la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. se negó a compensar los daños de los equipos reclamados, debido a que, según el criterio de la distribuidora, la interrupción del servicio eléctrico se debió a un caso fortuito o de fuerza mayor; y solicitó que se le responsabilice del pago, sin que sea necesario que los operadores UT, S.A. de C.V. o ETESAL, S.A. de C.V. justifiquen que no tienen responsabilidad en los hechos ocurridos.

Sobre lo anterior, la Gerencia de Electricidad concluyó lo siguiente:

a) La sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. no presentó el caso ante la SIGET para que fuera evaluado, de la forma establecida en el Procedimiento para la Determinación de Causales de Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor; y,

b) De la información recopilada y presentada por las partes, la falla ocurrida el día 27 de marzo del 2021 no cumple con la condición de ser un caso fortuito o de fuerza, puesto que la misma se dio en el marco de las maniobras preparatorias para la ejecución de trabajos programados, que son hechos propios del negocio de la industria eléctrica.

El argumento de la compensación de los daños económicos será valorado en los apartados siguientes.

**2.B. ARGUMENTOS DE LA SOCIEDAD UT, S.A. DE C.V.**

* **La distribuidora ABRUZZO, S.A. de C.V. es la responsable de mantener la energía suministrada dentro del límite permisible de tensión en redes eléctricas, con base en el artículo 24 de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.**

En este punto, la Gerencia de Electricidad indicó que dicha disposición se vincula con la regulación de tensión en estado estable, por lo cual la interpretación hecha por la UT no es correcta, pues se estaría aplicando dicho artículo a fenómenos eléctricos transitorios que duran fracciones de segundo y que no pueden medirse integrando valores de tensión por intervalos de 15 minutos a lo largo de una semana, que es el método utilizado para verificar el cumplimiento de la disposición citada por la UT.

Por otra parte, en el mismo artículo, se exime de responsabilidad al distribuidor respecto a la calidad de la energía suministrada cuando el incumplimiento se debe a las acciones de terceros, pues expresa que las distribuidoras son responsables de cumplir con los límites admisibles excepto cuando “otras personas, obstaculicen, dificultan o impidan al distribuidor realizar las labores de operación, mantenimiento y reposición de éstas”, y en este tipo de maniobras el responsable de coordinar la operación de los equipos interruptores es la Unidad de Transacciones, de tal modo que se dificultaba cualquier acción que pudiese realizar la distribuidora para la corrección de las condiciones anómalas de voltaje en ese corto lapso de tiempo.

* **El origen de la falla se produjo por las condiciones de la red de distribución de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. en la subestación de XXX, pues la distribuidora debería poseer su propio transformador de puesta a tierra, en lugar de compartir la referencia del transformador de puesta a tierra de otro participante de mercado.**

Sobre dicho argumento la Gerencia de Electricidad indicó que el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra con Referencia Compartida (suscrito por todas las distribuidoras del país, así como por la UT, ANDA y ETESAL), aplica para los participantes del mercado propietarios de transformadores de puesta a tierra con referencia compartida y para aquellos que utilizan las referencias a tierra proporcionada por terceros, a ETESAL, ANDA y a la UT.

El objetivo de dicho protocolo es establecer los criterios generales para una adecuada coordinación en la operación de los transformadores de puesta a tierra (TdPaT) cuya referencia a tierra es compartida por los participantes del mercado (PM’s) que retiran de la misma barra en el punto de conexión al sistema de transmisión.

Teniendo en cuenta el esquema anterior, dicha Gerencia señaló que en el mencionado protocolo se establece lo siguiente:

(…) Dicho documento establece que el mismo debe ser adoptado como una guía para coordinar las actividades de mantenimientos, asignación de responsabilidades durante las fallas que involucren disparos originados por los TdPaT, rotación en su uso (operación), y coordinación de disparos transferidos de estos equipos, que sería la activación de relés de protección de los TdPaT o de sus interruptores de protección. (…)

Este protocolo limita a que solamente uno de los transformadores de puesta a tierra puede mantenerse en servicio permanentemente, y por tanto la misma referencia era utilizada por todos los PM’s que retiraban energía eléctrica de esas subestaciones, siendo necesario establecer un procedimiento de operación que permita coordinar las actividades de forma ordenada y segura para el personal de campo, y para el sistema eléctrico en general. […]

[…] Entre los pasos del procedimiento para la coordinación de mantenimientos programados que indisponen al TdPaT con referencia compartida y requieren poner en servicio alguno de los TdPaT en “*stand-by*” (en apoyo, en respaldo), se especifica que como criterio general para realizar la maniobra se debía considerar como primer punto para la desconexión del TdPaT a la desconexión o transferencia de la carga conectada a la barra de conexión de los PM’s que retiran de la subestación, dejando de último el paso de la desenergización del TdPaT.

Aplicando estos acuerdos para el caso de ABRUZZO, debido a que no realizó transferencias de carga hacia otros puntos de compraventa de energía eléctrica, y que además su TdPaT se encontraba indisponible y dependiente de la Subestación XXX, aplicaba el criterio general de desconectar su carga antes de realizar la desconexion del TdPaT, propiedad de DELSUR.

Entonces, considerando que la Unidad de Transacciones tenía conocimiento de este protocolo en común acuerdo con la transmisora y las distribuidoras, la sugerencia hecha por la UT de conectar al TdPaT propiedad de ABRUZZO sin partir la barra de 23 kV de Subestación XXX, colocándolo en paralelo con el TdPaT propiedad de DELSUR contradice al protocolo y no es procedente, puesto que la UT no ha presentado estudios de estabilidad del sistema eléctrico técnicos que determinen que la conexión en paralelo de los TdPaT de DELSUR y ABRUZZO en la Subestación de XXX es viable y no compromete la seguridad del sistema.

Por otro lado, el procedimiento contenido en este protocolo ofrece una guía para las maniobras preparatorias de los trabajos programados de mantenimiento en las subestaciones de ETESAL que cuenten con TdPaT, de forma ordenada y segura para el personal de campo, y para el sistema eléctrico en general. […]”

Con respecto a este punto, en su escrito de fecha 25 de agosto de 2022, la UT explicó que no recomendaba la conexión en paralelo de los TdPaT de DELSUR y ABRUZZO sino que:

“(…) nuestra recomendación es que, si Abruzzo considera que su red no es capaz de operar transitoriamente sin referencia a tierra, entonces que sea su TdPT el que se encuentre operando en la subestación XXX, ya que siempre que se utilice el TdPT de un tercero (como en el caso de utilizar la referencia de DELSUR, ver figura 1) es probable que ocurran situaciones en las que se pierda la referencia a tierra y, por consiguiente, volverían a ocurrir daños en sus equipos y en los de sus clientes (…) Adicionalmente, es importante enfatizar que el TdPT de DELSUR está fuera del control y monitoreo de La UT, como puede observarse en la figura 1. Esto considerando que de acuerdo con lo establecido en el artículo 33 de la Ley General de Electricidad y su reglamento, el ámbito de operación de La UT es el Sistema de Transmisión (…)”.

Con respecto a la recomendación de la UT, debe tenerse en cuenta que en el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra con Referencia Compartida, ya está considerado que los transformadores de puesta a tierra operen de forma alternándose entre sí, esto implica que además del TdPaT de ABRUZZO, también el TdPaT de CAESS debería entrar en operación.

Por otra parte, con respecto a los argumentos sobre que, siempre que se utilice el TdPaT de un tercero es probable que ocurran situaciones en las que se pierda la referencia a tierra, y que el TdPaT de DELSUR está fuera del control y monitoreo de la UT, debe tenerse en cuenta que en el caso bajo estudio, la situación que provocó la pérdida de referencia a tierra no fue el hecho de que el TdPaT fuera de un tercero, ni que el TdPaT esté fuera del control o monitoreo de la UT, por el contrario, la causa de la pérdida de referencia a tierra fue que la UT, sin una condición que lo justifique, no siguió la guía de maniobras que le proporcionó ETESAL e incumplió el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra con Referencia Compartida.

Con base en lo anterior, la Gerencia de Electricidad concluyó que el argumento de la UT contradice el Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra con Referencia Compartida y no es procedente, puesto que la UT no ha presentado estudios técnicos de estabilidad del sistema eléctrico que determinen que la conexión en paralelo de Transformadores de puesta a tierra en las redes de distribución propiedad de DELSUR y ABRUZZO, es viable y no compromete la seguridad del sistema.

* **El origen de la falla se produjo porque la red de distribución de ABRUZZO posee voltajes desbalanceados, y, por tanto, al establecerse una configuración en delta aislada, las operaciones del relé 59N fueron inmediatas.**

Al respecto, la Gerencia de Electricidad señaló que solicitó a la UT los perfiles de voltaje de los interruptores de potencia XXX, XXX, 42-2-83 y XXX en el período comprendido entre las 20:00 horas del 27 de marzo y las 01:00 horas del 28 de marzo; sin embargo, la información remitida hacía referencia a un voltaje único de la barra de la Subestación XXX, minuto a minuto, sin desglose por fases, por lo que no fue posible para dicha Gerencia verificar desbalances de tensión con dichos datos.

Debido a lo anterior, la Gerencia de Electricidad utilizó la información remitida por la distribuidora ABRUZZO vinculados con datos de la demanda, corrientes y voltajes registrados en los equipos de medición de cabecera del alimentador (SIMEC), con un intervalo de integración de treinta minutos, del período comprendido desde febrero/2020 hasta marzo/2021, ambos meses inclusive.

Para tener una idea sobre la regulación de voltaje cuya severidad fue apreciable en los periodos (abril – junio y septiembre - diciembre, ambos del 2020), dicha Gerencia tomó como muestra siete días comprendidos entre el 10 al 16 de noviembre de 2020, con el fin de estimar el porcentaje de regulación de tensión, así como el porcentaje de desbalance de tensión trifásica, obteniendo los resultados siguientes:

* + - * En las fases A y C del circuito XXX presentan desviaciones en la regulación de tensión que sobrepasan los limites admisibles. En pararrayo fallado estaba conectado en la fase A.
      * El porcentaje de desbalance de los voltajes trifásico, en cual los valores de desvío porcentual se encuentran entre el 6 y 9 por ciento.

De tales resultados, la Gerencia de Electricidad determinó lo siguiente:

(…) en los meses anteriores a la fecha del 28 de marzo de 2021 existía un problema de la regulación de tensión en las redes de distribución de ABRUZZO, lo cual había sido señalado por la UT. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que esta medición de la tensión es realizada en la subestación de XXX que es el punto en donde ABRUZZO recibe el suministro de energía eléctrica, y dado que las corrientes de carga del circuito de esta distribuidora difícilmente pueden modificar los niveles de tensión presentes en la subestación de ETESAL, y dado que el desbalance de voltaje observado como condición aislada es poco probable que cause una falla, no es procedente determinar una relación directa de causa y efecto entre esta condición y la falla acaecida.

Durante las maniobras del 27 de marzo de 2021 cuando la UT anuló la referencia a tierra, el punto común de las cargas desbalanceadas del circuito de ABRUZZO, que están conectadas en estrella, y con la presencia del voltaje de desplazamiento del neutro, los voltajes de fase aplicados a los apartarrayos pudieron superar o estar muy próximos al voltaje nominal máximo de diseño del pararrayos, incidiendo en el funcionamiento del pararrayos y en la activación del relé 59N.

Además, en revisiones de los diagramas esquemáticos de conexiones del relé multifunciones SEL-351A que controla al interruptor XXX, se observa que en varios puntos de sus unifilares se requiere de una conexión a tierra, por lo que una pérdida de la referencia a tierra puede incidir en la sensibilidad del relé de protección.

En consideración de lo observado anteriormente, se puede concluir que, en las redes de distribución de ABRUZZO ha existido un desbalance de voltaje por determinados períodos de tiempo, con niveles de tensión que incumplen los niveles de tolerancia establecidos en la normativa de calidad del servicio. Sin embargo, este desbalance podría tener su origen en la red de transmisión o en otra empresa distribuidora y se puede hacer más severo al suprimir la referencia a tierra, puesto que, en esas condiciones, el sistema contaría con un neutro flotante, propiciando la existencia de un voltaje de desplazamiento del neutro y voltajes de fase aplicados a los pararrayos que permitiesen su cebado y la activación el relé 59N. (…)”

Con base en lo indicado, la Gerencia de Electricidad sobre este argumento concluyó que los desbalances en los niveles de tensión observados por la UT en la red de distribución de ABRUZZO parecen tener un origen externo a dicha red de distribución y no tienen relación directa con la falla acaecida el 27 de marzo de 2021.

* **El ROBCP no reconoce las órdenes de maniobra como documentos oficiales, sirven únicamente para orientar la ejecución de las maniobras y se consideran documentos auxiliares; no se establece la obligatoriedad al seguimiento de éstas, en razón que pueden ocurrir situaciones operativas de tiempo real, que interfieran con las mismas.**

Sobre dicho argumento, la Gerencia de Electricidad manifestó lo siguiente:

“““(…) el Capítulo 16 “Coordinación del Mantenimientos” del ROBCP, en el Numeral 16.2.1.1 dictamina que todos los mantenimientos mayores deberán ser coordinados en un Programa Anual de Mantenimientos Mayores a través de la gestión de la Unidad de Transacciones.

Luego, en el numeral 16.2.2.3 del ROBCP especifica que para todo PM que presente solicitudes de mantenimiento mayor, deberá realizar su solicitud a la UT, empleando para ello un formato definido por dicha sociedad; y además la solicitud deberá contar como mínimo una lista de documentos anexos, los cuales son detallados en este mismo numeral, observándose que en el literal (g) de ese listado se requieren las maniobras de conexión y desconexión con la red de los equipos para efectuar el trabajo.

Considerando esta perspectiva, se puede considerar que las guías de maniobras para el libramiento y restablecimiento de los equipos de media tensión entregados por el PM solicitante del trabajo de mantenimiento mayor a la Unidad de Transacciones, es un documento reconocido por el ROBCP ya que sin esa guía la no autoriza la realización de ese trabajo; por lo tanto, dicha guía u orden de maniobra es un documento oficial.

Por otra parte, con respecto a la afirmación de la UT con respecto a que la órdenes de maniobras “(…) son únicamente guías que orientan la ejecución de las maniobras y pudiesen ocurrir situaciones operativas de tiempo real, que interfieran con las mismas (…)”, se hace notar que para el presente caso no ha expresado cuáles fueron las situaciones operativas que le obligaron a realizar las operaciones en un orden diferente al planificado; la condición imprevista que se observó tuvo su origen en el incumplimiento de la secuencia de maniobras planificada que fue entregada en cumplimiento de lo establecido en el numeral 16.2.2.3 del ROBCP.

Es de hacer notar que estas guías de maniobra son elaboradas y propuestas por la transmisora, quien es conocedora de sus instalaciones, bienes y personal a cargo, debido a su operatividad del quehacer diario propio de una subestación de potencia del sistema de transmisión. (…)”””

Sobre este punto, en su escrito de fecha 25 de agosto de 2022, la UT afirma que:

“(…) a lo que el numeral 16.2.2.3 está haciendo referencia son a los formatos que se describen en el anexo 03 del ROBCP “INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA”, los cuales en ningún momento están relacionados con las órdenes de maniobra (…)”

El argumento anterior no es procedente, pues el requerimiento indicado en el literal g) del numeral 16.2.2.3 del ROBCP debe cumplirse, aunque en el anexo citado por la UT no se haya definido un formato específico, y la guía de maniobras que ETESAL presenta es necesaria para cumplir con ese requisito del ROBCP.

A modo de conclusión, dicha Gerencia estableció que las guías de ejecución de las maniobras deben ser ejecutadas lo más fielmente a lo solicitado por el PM.

* **Los equipos (aisladores, pararrayos, dispositivos de seccionamiento, etc.) de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. en la subestación de XXX deben estar dimensionados para soportar la operación en condición de delta aislado, así como soportar los transitorios que ocurren al pasar de una condición a la otra.**

**Adicionalmente, el esquema de protecciones implementado por sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. debió haberse configurado considerando ambas condiciones de operación.**

Al respecto, la Gerencia de Electricidad determinó lo siguiente:

“(…) las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, que en el artículo 73.3 letra G) se recomienda establecer programas conjuntos de mantenimientos de las protecciones eléctricas para verificar la coordinación de los esquemas de protección en los puntos de interconexión entre el Transmisor o Generador y el Distribuidor.

Por otro lado, en el ROBCP, en el Numeral 3.2.2.1. se indica que cada PM Distribuidor o Usuario Final conectado directamente a la red de transmisión debe informar a la UT la identificación de cada uno de sus nodos de retiro, y suministrar sus datos de demanda discriminados por nodo de retiro.

Asimismo, en el Numeral 17.3.2.1 del ROBCP se indica que los PMs conectados a la red de transmisión deben realizar estudios de coordinación de las protecciones de la red al menos cada año o cuando haya algún cambio topológico del Sistema de Transmisión, los cuales deben ser presentados a la UT para su análisis y autorización.

Considerando a las subestaciones de ETESAL como parte integral de los sistemas de transmisión, entonces cada distribuidor conectado a los puntos de entrega de energía eléctrica, deberían realizar los estudios de coordinación de protecciones eléctricas en mutuo acuerdo con la transmisora, para que sea la UT quien revise, haga sus observaciones y autorice que esos esquemas de coordinación de protecciones eléctricas están adecuados a las particularidades de cada subestación de ETESAL.

Por medio de la información recabada de los operadores involucrados se observa que no hay uniformidad de criterios sobre el esquema de protecciones que debe implementarse, por ejemplo, en relación con las funciones de los relés de protección eléctrica, ETESAL no consideraba necesaria la implementación del relé 59N (sobrevoltaje línea-neutro) por parte de las distribuidoras, por lo que no había una exigencia sobre su activación en los relevadores digitales multifuncionales de protección eléctrica. Sin embargo, en sus argumentos, la UT informa que ha implementado disparo por relé 59N en el circuito 42-2-83 que es exclusivo para el suministro de energía eléctrica de la UT y sugiere que no contar con esa protección *“(…) es un riesgo asumido por el distribuidor al no disponer de protecciones adecuadas ante esta posibilidad (…)”*

Bajo dichas premisas, dicha Gerencia concluyó que la UT no ha presentado evidencia de algún incumplimiento normativo por parte de la distribuidora ABRUZZO con respecto a las exigencias relacionadas con la implementación de protecciones eléctricas.

Por otra parte, señaló que un sistema en delta aislado no es una condición normal de operación en los sistemas de distribución nacionales; la exigencia es que deben tener referencia a tierra, por la seguridad de las personas y de todos los equipos instalados en la red de distribución eléctrica, lo cual significa que la condición normal de operación es un sistema en estrella cuyo neutro tenga una sólida referencia a tierra.

* **Presuntas deficiencias en las características técnicas del pararrayos (apartarrayos) que la distribuidora ABRUZZO posee en la subestación de XXX**

La Gerencia de Electricidad determinó lo siguiente:

(…) Aplicar lo recomendado por la UT supone la adopción de un estándar constructivo de redes eléctrica aéreas y subterráneas que incluyan pararrayos con MCOV superiores a los actualmente exigidos, esto involucraría cambios en la infraestructura relacionada tales como aisladores de media tensión, nivel de aislamiento de los transformadores MT/bt, y otros, con el consiguiente incremento en las tarifas eléctricas que se les aplican a los usuarios finales, todo esto, con el inconveniente que la operación de protecciones a mayores niveles de tensión implica que los aparatos o equipos de los usuarios finales estarían expuestos a mayores niveles de sobretensión y a mayor probabilidad de daño de sus equipos.

La distribuidora ABRUZZO instaló los pararrayos con las características técnicas acordes a la normativa constructiva exigida para las líneas aéreas, de tal modo que al respetar el estándar constructivo nacional se consigue la mejor coordinación del aislamiento posible.

Por tanto, la observación de la UT referente a que la red eléctrica, en especial los apartarrayos, debe estar dimensionada para soportar la operación en condición de delta aislado no es procedente, ya que contraviene el Literal ( c ) del Artículo 2 de la LGE que menciona que uno de los objetivos de la ley es el uso racional y eficiente de los recursos, y considerando además que la sugerencia de la UT no se enmarca en estándares nacionales, los cuales a su vez están basados en estándares internacionales comúnmente aceptados en la industria eléctrica en lo relativo a un sistema a 23 kVLL multiaterrizado. Es de recordar que el sistema de distribución eléctrica nacional es un sistema estrella con neutro corrido multiaterrizado.

Otro argumento expuesto por la UT es sobre si el pararrayos se encontrase en buenas condiciones de operación antes de que fallara. Al respecto, la evidencia indica que los pararrayos funcionaron correctamente hasta antes de la maniobra realizada por la UT que dejó sin referencia a la subestación. Se ha verificado la duración del tiempo en que el relé 59N enviaba alertas por sobrevoltaje; y que según los registros de SCADA dichas alarmas iniciaron a las 23:34:29 horas y finalizaron hasta las 23:36:06 horas, al momento del cierre del interruptor XXX. Esto significa que hubo un lapso de un minuto con 37 segundos con sobrevoltaje línea neutro en media tensión. (…)

Durante este lapso, según los registros del sistema SCADA, la activación del relé 59N permite suponer que los pararrayos de estación soportaron voltaje altos durante la condición de operación temporal en configuración delta aislado, y ninguno de los tres dispositivos presentaron falla catastrófica por perforación de sus elementos constitutivos, lo cual hubiese sido evidente al registrarse una corriente de falla a tierra y la correspondiente operación por el relé 50N, tal y como sucedió posteriormente en la rehabilitación de la referencia a tierra a través del recierre del interruptor XXX.

Por tanto, puede considerarse que los equipos apartarrayos de estación, funcionaron adecuadamente durante ese minuto con 37 segundos ante el sobrevoltaje al que se vieron sometidos, por lo que el señalamiento hecho por la UT no es procedente. (…)”

Con base en lo indicado, se observa que los apartarrayos, marca ABB modelo XPS, para un sistema de 23 kVLL, instalados en la red de ABRUZZO, son congruentes con los voltajes nominales determinados en la normativa sectorial salvadoreña para los pararrayos utilizados en las líneas de distribución.

* **Respecto a las bitácoras de operaciones de interruptores de potencia e indicaciones del sistema SCADA.**

En este punto, la Gerencia de Electricidad estableció lo siguiente:

* + - * Al revisar la guía de maniobra que ETESAL entregó a la UT para realizar los trabajos en la Subestación XXX y compararla con la secuencia real de las maniobras que realizó la UT, puede verificarse que la UT efectuó las maniobras en una secuencia diferente a la planificada, provocando la pérdida de referencia a tierra y fenómenos transitorios que pudieron ser evitados al seguir la guía de maniobras establecida.
      * ABRUZZO no tenía conocimiento previo de que la UT realizaría las maniobras en una secuencia diferente a la planificada, y el tiempo que ABRUZZO tuvo para interponer su objeción con la debida justificación fue de 37 segundos (desde las 23:33:47 hasta las 23:34:24), por lo que es evidente que las condiciones existentes eran adversas a ABRUZZO.
      * Al comparar entre la secuencia de operaciones de los equipos propuestas por ETESAL en las guías de maniobra de libramiento, y la secuencia de operaciones registradas en la bitácora del Reporte de Interrupciones de Equipos proporcionado por la UT, se verificó que los PAMM realizados en la Subestación XXX de los años 2018, 2020, y 2022 eran coincidentes entre lo solicitado y lo ejecutado en cuanto a las maniobras de libramiento de equipos interruptores.
      * En los años 2019 y 2021 se realizaron las maniobras en diferente orden a lo establecido.
      * Para el año 2021 dicha gerencia señaló que como primera diferencia que en la guía de maniobras se solicitaba la desconexión de todas las cargas de las distribuidoras antes de la desconexión de la referencia a tierra, pero que en la ejecución de las maniobras fue dejada sin referencia de tierra a la carga de la distribuidora ABRUZZO.
      * Entre la guía de maniobra y el reporte de interrupciones existe inconsistencias entre las horas registradas de apertura del interruptor XXX (DELSUR) y XXX (ABRUZZO), puesto que según las anotaciones hechas por ETESAL en el documento de la guía de maniobra, el interruptor XXX fue abierto a las 23:34 horas, mientras que el interruptor XXX fue abierto a las 23:36 horas, sin embargo, según la UT esta maniobra se realizó a las 23:34.
      * Se detectó otra inconsistencia en el Reporte de Interrupciones de Equipos de la UT pues no está registrado el recierre del interruptor XXX a las 23.36 horas reconectando la referencia a tierra, previo a la apertura del interruptor XXX por falla, y la posterior apertura del interruptor XXX a las 23:49 horas del 27 de marzo de 2021.

Sobre este punto, en su escrito de fecha 25 de agosto de 2022, la UT considera que:

“(…) en la operación en tiempo real, todos los PM involucrados en alguna maniobra deben estar atentos a lo que está sucediendo ya las comunicaciones que se originan vía radio, el cual es el canal oficial (…) y para indicar su no conformidad con alguna maniobra solo es necesario que el PM operador abra el medio de comunicación (radio) y emita su mensaje, lo que puede hacerse en tiempos menores a los 10 segundos, considerando que las comunicaciones por radio son inmediatas, breves y concisas. Adicional a lo anterior, el técnico responsable por parte de Abruzzo debe tener el conocimiento técnico necesario de las condiciones del sitio y de instalaciones del operador, para advertir de forma inmediata una posible afectación en su circuito; por lo que, al no haber objeción a la ejecución de la maniobra, en la operación en tiempo real se considera como aprobada por parte del operador (…)”.

Con respecto a lo anterior, debe tenerse en cuenta que, entre la información presentada por la UT, se incluyeron copias digitales de las conversaciones radiales para coordinación de las maniobras previas a la ejecución de los trabajos programados, en la que se identifica a los interlocutores y las horas en las cuales efectuaron el intercambio de información, y se percibe problemas de recepción en varios llamados radiales, de tal modo que como mínimo en dos de ellos la información es ininteligible, empleándose de manera frecuente la vía telefónica. En dos ocasiones más, tanto ETESAL como DELSUR realizaron llamados al operador del Control del Sistema de la UT sin obtener respuesta alguna. Por lo que se evidencia que en diversas ocasiones no es posible comunicarse con la UT en menos de 10 segundos, tal y como lo afirman en su escrito de fecha 25 de agosto de 2022.

Además de lo anterior, es importante señalar que según el análisis de las comunicaciones, fue DELSUR el que solicitó a la UT la desconexión del interruptor, y atendiendo a la guía de maniobras y al protocolo acordado entre la UT, ETESAL y los distribuidores, lo que se esperaba era que el operador de la UT indicara a DELSUR que todavía no era procedente la maniobra, desde ese punto de vista, la participación oportuna por parte de ABRUZZO requería suponer que el operador de la UT actuaría contrario a lo esperado, lo cual no es procedente, pues esto implicaría que para cada comunicación radial todos los operadores deben desconfiar del criterio de la UT y comunicarse continuamente para evitar que la UT incumpla protocolos de operación que son del conocimiento de todos los operadores.

**2.C. ARGUMENTOS DE LA SOCIEDAD ABRUZZO, S.A. DE C.V.**

La sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. argumentó lo siguiente:

* + - * La UT no siguió la orden de maniobra adecuada al momento de coordinar el mantenimiento mayor programado el día 27 de marzo de 2021 en la subestación de XXX.
      * Las instalaciones de red de distribución, el esquema de protecciones y los pararrayos instalados cumplen con lo determinado en la normativa sectorial.
      * La UT debe responder por los daños económicos causados a ABRUZZO y a XXX.

Dichos argumentos fueron previamente abordados en los apartados anteriores, señalándose que, en general, siempre y cuando no existan condiciones especiales que lo impidan, o que comprometan la seguridad o estabilidad del sistema eléctrico, la UT debe respetar las indicaciones contenidas en las guías de maniobras y que los pararrayos utilizados cumplen con lo establecido en el Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.

Sobre la compensación solicitada, este argumento será evacuado en otro apartado.

**2.D ARGUMENTO DE ETESAL.**

La sociedad ETESAL, S.A. de C.V., remitió una copia del Informe denominado “Disparo del Interruptor XXX de ABRUZZO por pérdida de referencia a tierra en Subestación XXX”, sucedido el 27 de marzo de 2021, en el cual indica que la transmisora elaboró el documento que contenía la secuencia de maniobras para la desenergización y normalización de las instalaciones, la cual fue enviada a la Unidad de Transacciones.

El análisis técnico realizado por la sociedad ETESAL, S.A. de C.V., expresa que la pérdida de referencia a tierra a consecuencia de la apertura de los interruptores XXX y XXX por parte de la UT, estando el interruptor XXX de ABRUZZO aún energizado, provocaron sobretensiones por desbalances del voltaje que provocaron daño en el pararrayo de estación, abriendo el interruptor XXX a 23 kV por operación de los relés 59N y 50.

Remitió una copia de la orden de maniobra, con las anotaciones a puño y letra del operador del control del sistema de ETESAL, en donde se registraron las horas en las cuales se realizaron las maniobras de los equipos de potencia relacionados con el trabajo programado. Asimismo, remitió la información técnica adicional siguiente:

1. Guía de maniobras de PAMM realizados en Subestación XXX de los últimos cinco años, para determinar de este modo si las operaciones de apertura de los interruptores han seguido un orden determinado.
2. Registros del sistema SCADA en donde se reflejen los equipos de protección eléctrica en Subestación XXX, en el período comprendido entre las 20:00 horas del 27 de marzo y la 01:00 horas del 28 de marzo. Estos registros tienen la hora hasta el detalle de los milisegundos.
3. Planos unifilares que muestren la disposición de los equipos de potencia en aquellas subestaciones que cuenten con transformadores de puesta a tierra, tales como XXX, con los códigos de los equipos que son utilizados en las guías de maniobras, con la finalidad de seguir las operaciones hechas cronológicamente en las órdenes de maniobra de años anteriores solicitadas.
4. Listado o esquema normalizado de las funciones de los relés de protecciones eléctricas que los distribuidores deben instalar en los relés de los interruptores de potencia. Ante dicho requerimiento, ETESAL expresa que *“(…) para los esquemas de protección, para sistemas referenciados la función de protección requerida son las sobrecorrientes a tierra (secuencia cero).*”
5. Respecto a la solicitud sobre si la empresa contaba con estudios que analizaran la conexión de varios transformadores de puesta a tierra, ETESAL señala que *“(…) a partir de la entrada en vigencia del Acuerdo SIGET No. 201-E-2010-A, denominada NORMA TÉCNICA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y ACCESO DE USUARIOS FINALES A LA RED DE TRANSMISIÓN, se acata lo establecido en el Título VII: Operación y acceso a instalaciones compartidas; Capítulo II: referencia a tierra de circuitos de distribución en instalaciones existentes.”*

El análisis técnico de los argumentos y pruebas remitidas por la sociedad ETESAL, S.A. de C.V., consta en los párrafos citados previamente, y se observa que la Gerencia de Electricidad confirmó los argumentos de la transmisora referidos al origen de la falla en el sistema de distribución eléctrica de ABRUZZO y las acciones de la Unidad de Transacciones que generaron la pérdida de referencia a tierra a consecuencia de la apertura de los interruptores XXX y XXX por parte de la UT, estando el interruptor XXX de ABRUZZO aún energizado, provocaron sobretensiones por desbalances del voltaje que provocaron daño en el pararrayo de estación, abriendo el interruptor XXX a 23 kV por operación de los relés 59N y 50.

Por otra parte, la sociedad ETESAL, S.A. de C.V. respecto al contenido del informe técnico N.° IT-CS-2022-07-007 rendido por la Gerencia de Electricidad, solicitó que la SIGET les indique quien deberá coordinar la revisión del “Protocolo de Operación de Transformadores de Puesta a Tierra (TdPaT) con referencia compartida” y que se evalúe por la SIGET su inclusión en la regulación nacional.

Sobre lo anterior, dicha solicitud se remitirá a la Gerencia de Electricidad para que realice las gestiones que considere pertinentes.

**2.E. CONCLUSIÓN TÉCNICA**

La Gerencia de Electricidad de forma posterior al análisis realizado a los argumentos y pruebas recopiladas en el transcurso del procedimiento, concluyó lo siguiente:

En primer lugar que, no era procedente el argumento de la UT vinculado a que las guías de maniobra no son documentos oficiales, y que solamente son una pauta para la ejecución de las maniobras.

En segundo lugar, que la UT no expresó, ni comprobó cuáles fueron las situaciones operativas que le obligaron a realizar las operaciones en un orden diferente al planificado o si existió una condición imprevista que dio origen al incumplimiento de la secuencia de maniobras planificada que le fue entregada, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 16.2.2.3 del ROBCP, para el mantenimiento mayor ejecutado el 27 de marzo de 2021 en la subestación de XXX.

En cuanto a las acciones técnicas ordenadas por la Unidad de Transacciones el día 27 de marzo de 2021 en la subestación de XXX, la Gerencia de Electricidad indicó que el origen de los daños reclamados por la sociedad XXX fue debido a las maniobras de equipos interruptores de potencia en Subestación XXX que afectaron al circuito de distribución eléctrica propiedad de ABRUZZO, los interruptores operados se encontraban bajo el control directo de la Unidad de Transacciones, y las maniobras fueron realizadas durante la noche del 27 de marzo de 2021, en preparación para la ejecución de los trabajos programados para el mantenimiento preventivo en la Subestación XXX ETESAL.

Las maniobras de apertura en los interruptores de potencia XXX y XXX se apartaron de la secuencia de maniobras que se había planificado y provocaron la pérdida de referencia a tierra y, por tanto, la red de distribución de ABRUZZO la cual fue construida bajo norma técnica salvadoreña vigente para un sistema en configuración estrella multiaterrizado a 23 kVLL/13.28 kVLN , operó sin una sólida referencia a tierra y con una fuente de voltaje en configuración delta a 23 kVLL.

Esta condición de vulnerabilidad propició entre los terminales de los pararrayos de estación un nivel de voltaje muy cercano al voltaje de operación máximo de diseño (21kVLN) y superior al MCOV (17 kVLN) conforme a los datos de placa del pararrayos fallado que estaba instalado en el pórtico del interruptor de potencia de la distribuidora.

De acuerdo a la secuencia de eventos registrados, la posterior maniobra de cierre del interruptor XXX, que tampoco estaba contemplada en la secuencia de maniobras que se había planificado, reestableció nuevamente la referencia a tierra por medio de la reconexión del TdPaT propiedad de DELSUR, pero durante la transición generó perturbaciones de voltaje que sumados al sobrevoltaje existente en las terminales del pararrayos causó que la tensión superara el voltaje de diseño, debido a lo cual se dañaron los elementos internos constituyentes del descargador de sobretensiones, con la consiguiente avería del dispositivo de protección eléctrica y la apertura del interruptor XXX del circuito de distribución de ABRUZZO por la sobrecorriente debida a la corriente de falla.

1. **ANÁLISIS LEGAL**

**3.1. Cumplimiento de garantías y derechos a las partes**

En el artículo 5 de la Ley de Creación de la SIGET se establecen las atribuciones de la institución, entre las cuales destacan la aplicación de los tratados, leyes y reglamentos que regulen las actividades de los sectores de electricidad y de telecomunicaciones (potestad de vigilancia), el dictar normas y estándares técnicos aplicables a los sectores de electricidad y de telecomunicaciones, así como dictar las normas administrativas  aplicables en la institución (potestad normativa y de auto organización), el dirimir conflictos entre operadores de los sectores de electricidad y telecomunicaciones, de conformidad con lo dispuesto en las normas aplicables (potestad arbitral) y la realización de todos los actos, contratos y operaciones que sean necesarios para cumplir los objetivos que le impongan las leyes, reglamentos y demás disposiciones de carácter general.

De ahí que la potestad normativa otorgada a la SIGET comprende que esta debe establecer parámetros a los cuales se debe someter todo sujeto que intervenga en el sector regulado, tanto distribuidor como usuario, debiendo verificar y controlar la aplicación de tales parámetros. En aplicación de sus atribuciones, la SIGET, basada en el interés general y, también, en la protección y seguridad de los usuarios, emitió la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, que tiene como finalidad revisar técnicamente el origen de los daños que la usuario ha reportado, estableciendo si los daños están relacionado con deficiencias en la calidad del servicio proporcionado por el distribuidor-comercializador a quien se le imputa; o si está relacionado con deficiencias en las redes internas del inmueble del reclamante.

En ese sentido, al hacer un análisis legal del procedimiento tramitado y del informe técnico emitido, se advierte lo siguiente:

* El CAU tramitó el procedimiento legal que le era aplicable al reclamo que tiene como finalidad que las partes, en iguales condiciones, obtengan una revisión por parte de la SIGET respecto del origen de los daños reportados que generaron el presente diferendo.

* En la tramitación del procedimiento, consta que se cumplieron las etapas pertinentes para que las partes pudieran expresar sus argumentos y aportar las pruebas para sustentar su posición.

* Los informes técnicos realizados por el CAU y la Gerencia de Electricidad fueron emitidos luego de un análisis que conlleva diversas diligencias a fin de recabar los insumos que denotan que existieron condiciones técnicas en la red de la empresa distribuidora que afectaron la calidad del servicio de energía eléctrica en el suministro, por tanto, de acuerdo con la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, es pertinente definir la responsabilidad de los daños reclamados.

En ese sentido, se advierte que el dictamen que resuelve el caso fue emitido con fundamento en la documentación recopilada en el transcurso del procedimiento, garantizando que la SIGET ha revisado el origen de los daños con base en lo establecido en las normativas vigentes. Asimismo, se advierte que ambas partes, en las diferentes etapas del procedimiento, han tenido igual oportunidad de pronunciarse, asegurando los derechos de audiencia y defensa que conforme a ley corresponden.

**3.2. Sobre la compensación de los daños reclamados por la sociedad XXX**

A modo de introducción, corresponde indicar que la Ley de Creación de la SIGET y su Reglamento, la Ley General de Electricidad y su Reglamento, así como demás normas técnicas, buscan salvaguardar los derechos de los usuarios y los operadores que hacen uso del servicio de energía. Entre estos se encuentran:

• Derecho a recibir productos de calidad: Recibir el servicio de conformidad con las condiciones que establece las normas técnicas.

• Derecho a la seguridad: Derecho a que los servicios no causen daño en condiciones normales de uso.

* Derecho a la reclamación*:*Reclamar directamente ante el productor, proveedor o prestador y obtener reparación integral, oportuna y adecuada de todos los daños sufridos.
* Protección contractual*:*Ser protegido de las cláusulas abusivas en los contratos de adhesión, en los términos de la ley.

En atención a lo expuesto, en el presente apartado se abordará el marco regulatorio sobre el cual se ha cimentado el funcionamiento y responsabilidad de los operadores que intervienen en el sector eléctrico, con el fin primordial de establecer los derechos y obligaciones a que están sujetos los diferentes actores del mercado eléctrico.

Para iniciar el análisis, debe exponerse que en las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico (transmisión, generación, comercialización y distribución de energía eléctrica) existen riesgos inherentes a cada una de ellas, los cuales pueden desencadenar en fallas graves que afecten la actividad económica, la integridad física y produzca daños y perjuicios a usuarios y terceros.

En este mismo sentido, el conocimiento de la estructura del sector nos permite identificar la responsabilidad en cada eslabón de esta cadena, con el fin de precisar sobre quién o quiénes recae directamente la responsabilidad de compensar los daños reclamados por la sociedad XXX

Ahora bien, debido a las conclusiones señaladas en el N.° IT-CS-2022-07-007 relacionada a que la falla del día 27 de marzo del 2021 se originó por las maniobras realizadas por la UT, S.A. de C.V. (transmisora) en los equipos interruptores de potencia en Subestación XXX que afectaron al circuito de distribución eléctrica propiedad de ABRUZZO, S.A. de C.V. (distribuidor) y que provocaron los daños en la sociedad XXX (usuario), el presente análisis se centrará en las actividades de transmisión y distribución frente al usuario.

En cuanto a la actividad de transmisión, en el artículo 33 de la Ley General de Electricidad se establece que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objetivo:

* + - * 1. Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministro; y,
        2. Operar el mercado mayorista de energía eléctrica.

Entre las responsabilidades que se le pueden atribuir es el mantenimiento, la atención de emergencias, la administración y la infraestructura, las cuales deben estar coordinadas para dar respuesta oportuna y un adecuado seguimiento a las necesidades de bienes y servicios de los operadores conectados.

Por otra parte, en los artículos 4 y 31 de la Ley General de Electricidad se regula que la actividad de distribución tiene como eje central el transporte de energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 115 KV para abastecer el servicio de energía en todo el territorio nacional. Dentro de las responsabilidades que son inherentes de la actividad de distribución se encuentra la responsabilidad por el mantenimiento preventivo y correctivo de las líneas de distribución de energía, así como responder por daños a infraestructura o equipos por efecto de fallas en las redes y otras circunstancias que repercutan de forma negativa en la calidad del suministro.

En cuanto al usuario, debe definirse de conformidad con los artículos 4 letra m) y 75 de la Ley General de Electricidad como aquel que compra energía eléctrica y que debe contratar el suministro con un distribuidor/comercializador, cuya relación se rige conforme a las normativas establecidas por la SIGET.

Una vez expuesta una parte de la estructura del sector eléctrico (transmisión – distribución – usuario), se hace necesario y de gran importancia definir las diferentes responsabilidades de los intervinientes del mercado frente a la solicitud de compensación de daños de un usuario, según el marco regulatorio.

Respecto de la compensación de daños reclamada por los usuarios finales, corresponde indicar que los artículos 31 de la Ley General de Electricidad y 19 de los Términos y Condiciones Generales al Consumidor del Pliego Tarifario aplicable para el año 2021 establecen que el distribuidor será responsable de los daños que cause a los equipos con los que sus instalaciones estén interconectadas, así como también a los de terceros.

En el artículo 84 inciso 2 ° de la Ley General de Electricidad se indica que la SIGET deberá establecer las normas técnicas destinadas a regular la compensación por daños económicos o a equipos, artefactos o instalaciones. En aplicación de dicha facultad, se emitió la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, en donde se establece el procedimiento para compensación por daños económicos o a equipos, artefactos o instalaciones surgidos en el marco de las relaciones jurídicas del sector eléctrico, o entre operadores y un usuario.

En el artículo 6 se indica que en el caso que la controversia surja entre un operador y un usuario final, será responsabilidad del Centro de Atención al Usuario –CAU- brindar todo el apoyo técnico requerido para resolverla. Cuando la controversia sea entre operadores, será responsabilidad de la Gerencia de Electricidad investigar, analizar y dictaminar sobre el origen de los daños reclamados.

Conforme a las atribuciones y facultades contempladas en la Ley General de Electricidad y en la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, dicha compensación económica se habilita cuando existe una disminución, o deterioro de los valores económicos que integran el patrimonio del afectado, relacionados con el daño de aparatos, equipos eléctricos, artefactos, bienes muebles, atribuible al suministro de energía eléctrica.

Desarrolladas las consideraciones anteriores, debe exponerse que la prestación del servicio para la atención de usuarios se desarrolla a través de la cadena determinada por la interacción de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización que desarrollan las empresas del sector.

Debido a que la distribuidora es la entidad que opera la infraestructura eléctrica y transporta la energía que se entrega al usuario, el marco regulatorio le establece la obligación de realizar dicha actividad de manera eficiente y confiable para proteger los derechos e intereses de los usuarios; y cuando ocurre una falla en el servicio y produce algún daño, debe compensar al usuario las reparaciones e indemnizaciones que se originan por una deficiente prestación del servicio de energía eléctrica.

Ahora bien, como se ha recalcado en el presente caso, el evento que produjo el daño ocurrido en los equipos eléctricos propiedad de la sociedad XXX tuvo origen en una serie de fenómenos transitorios ocurridos por la realización de maniobras ordenadas por la UT, S.A. de C.V. en la subestación de XXX, que se apartaron de lo planificado en la guía de maniobras.

Dicha situación plantea un escenario atípico a lo normado en el marco regulatorio, pues no puede trasladarse la obligación a la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. de compensar a la sociedad XXX cuando ha quedado evidenciado con los resultados de la investigación de la Gerencia de Electricidad los hechos siguientes:

* Los pararrayos utilizados por ABRUZZO cumplen lo establecido en el “Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica” (Acuerdo N.° 301-E-2003), el cual aplica a todas las empresas distribuidoras.
* En el punto de entrega de la subestación XXX de ETESAL está sujeto a los mismos niveles de desbalance de tensión que DELSUR y CAESS, además, la carga de ABRUZZO no es significativa comparada con la capacidad de la subestación, por lo que su incidencia en el nivel de voltaje en el punto de entrega de ETESAL es mínimo.
* En cuanto a la implementación de una protección por disparo del relé 59N, la Unidad de Transacciones no ha presentado evidencia de un incumplimiento regulatorio por parte de ABRUZZO.
* Se carece de evidencia de que el evento generador del daño ocurrido fuese la condición operativa relacionada con el nivel de aislamiento del apartarayo, o el nivel de desbalance de tensión en la subestación de XXX, o la falta de un cierto tipo de función de protección eléctrica; sino que, según la secuencia de eventos ocurrida, la causa fue la serie de fenómenos transitorios ocurridos por la realización de maniobras que se apartaron de lo planificado, en cuanto a la desconexión y posterior reconexión de la referencia a tierra para la carga de la red eléctrica de distribución de ABRUZZO conectada a la fuente de alimentación de energía durante dichas maniobras.

En esa línea lógica, debe traerse a colación que el procedimiento administrativo es el cauce que sirve a la Administración Pública para preparar su voluntad, es decir, le aporta todos los elementos fácticos necesarios para que se pueda resolver de forma apegada a Derecho, los asuntos que se le presenten. En tal sentido, los procedimientos en general responden a una serie de principios que lo inspiran, los cuales varían dependiendo del área sobre la cual se desarrollan.

De ahí que, en el procedimiento administrativo el órgano que debe resolver está sujeto al principio de la verdad material, establecido en el artículo 3 número 8 de la LPA, que lo define de la manera siguiente:

«(…) Verdad Material: Las actuaciones de la autoridad administrativa deberán ajustarse a la verdad material que resulte de los hechos, aun cuando no hayan sido alegados ni se deriven de pruebas propuestas por los interesados; (…)»

En ese sentido, la autoridad administrativa está obligada a recabar los elementos necesarios que le permitan reconstruir los hechos con la mayor aproximación posible a la realidad, a fin de dirimir el diferendo conforme a Derecho, independientemente de si éstos han sido alegados por las partes. De tal manera que, la decisión administrativa ha de ser independiente a la voluntad de las partes, pues su objetivo será siempre ajustarse al principio de verdad material.

Por consiguiente, dicha decisión no depende de la voluntad del administrado de aportar o no las pruebas del caso, sino a los hechos que materialmente se apegan a lo verdadero.

Acorde a lo expuesto, y habiendo determinado el nivel de responsabilidad de la UT en los daños reclamados por la sociedad XXX, corresponde indicar que el marco regulatorio está encaminado a preservar y proteger -de todos los actores que participan en el mercado eléctrico- los derechos de los usuarios y operadores frente a posibles daños y perjuicios causados por fallas en la operación del sector eléctrico.

Dentro de este esquema, establecer que la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. tiene la obligación de compensar económicamente a la sociedad XXX basándose únicamente en el marco de una responsabilidad por el contrato de suministro suscrito entre ambas, es atribuirle una carga o responsabilidad que no le corresponde.

En este estado, cabe acotar que la relación causal en materia de responsabilidad, consiste en el enlace material o físico que existe entre un hecho- antecedente (acción u omisión) y un hecho consecuente (el resultado dañoso); premisa que no es aplicable para la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V., conforme al antecedente de hechos recabados y lo emitido en el dictamen efectuado por la Gerencia de Electricidad; la cual, bajo la exigibilidad requerida para el ejercicio de maniobras en la subestación de XXX, no pudo efectuar ninguna acción para prever los daños ocasionados a la sociedad XXX, debido a que no tenia el control sobre los dispositivos de protección y maniobras para incidir en la operación de dicha subestación el día 27 de marzo de 2021.

Por otro lado, en el caso de la sociedad UT, S.A. de C.V., en su calidad de operador nacional del sistema de transmisión y del mercado mayorista de energía eléctrica, es importante recalcar que conforme a los hallazgos resultantes de la investigación de la Gerencia de Electricidad, dicho operador, incumplió lo planificado en la guía de maniobras para el mantenimiento mayor programado en la subestación de XXX, mediante la coordinación incorrecta de los equipos interruptores de potencia en dicha subestación que originaron una serie de fenómenos transitorios en el servicio eléctrico que dañaron los bienes reclamados.

En ese sentido, las causales de responsabilidad derivan en analizar el nexo causal a nivel de autoría-quien lo produjo-, la causalidad material-como se originaron- y la causalidad jurídica- que ante una acción u omisión, existe un resultado.

De ahí que, no se pueden limitar las responsabilidades al prestador del servicio, aunque por binomio contractual con el usuario está llamado a responder de los daños ocasionados a los equipos de éste, con base en la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, debido a que la comprobación de los hechos del caso en particular, ha determinado que los daños resultantes, no han sido a raíz de la acción u omisión de la distribuidora, sino del accionar de la sociedad UT, S.A. de C.V.

De conformidad con lo planteado, al haberse comprobado el vínculo directo que existió entre las maniobras realizadas por la UT, S.A. de C.V. el día veintisiete de marzo del dos mil veintiuno y el daño causado a los aparatos eléctricos reclamados por la sociedad XXX, se ha podido determinar que la responsabilidad de los daños ocasionados, se focaliza en la conducta efectuada por la Unidad de Transacciones.

En consecuencia, la UT, S.A. de C.V., debe compensar a la sociedad XXX por los daños ocurridos en los equipos eléctricos conectados a los suministros identificados con los NIS XXX y XXX.

**3.3. Compensación económica de aparatos y bienes**

La Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones dispone lo siguiente:

“[…] Art. 19. De ser procedente, se deberá realizar el valúo de los daños en cuestión según corresponda. A efecto de realizar dicho valúo se contemplarán los valores de reparación o en su defecto si los bienes dañados quedaren inservibles, se considerará el valor de reposición de los bienes sujetos al valúo. […]

[…] Art. 24. La compensación por daños a equipos, aparatos o instalaciones, una vez determinada, consistirá en la reparación de los bienes con tres meses de garantía o en su defecto si los bienes quedaren inservibles, la reposición por otros iguales o de similares características o si ninguna de las dos alternativas anteriores puede ser realizada, la retribución de su precio de mercado. En el caso de bienes inmuebles la compensación se realizará por medio de su reconstrucción o si ésta no fuere posible, será cancelado el valor del daño causado al inmueble.

El valor del daño causado será el establecido por el perito en su informe final.

Art. 25. En todo caso la compensación por los daños económicos deberá ser una retribución equivalente al monto de lo dañado y que originó el reclamo o diferendo. […]”

En razón que los equipos reclamados han sido sustituidos por la sociedad XXX, según lo constatado por el CAU en su informe técnico N.° IT-0010-CAU-22, es pertinente instruir que la compensación por los equipos dañados debe cumplir con lo dispuesto en los artículos 19, 24 y 25 de la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones.

En ese orden, la sociedad XXX debe ser compensada económicamente por la UT, S.A. de C.V. por la cantidad de CATORCE MIL QUINIENTOS DIECISIETE 76/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 14,517.76) IVA incluido.

**3.4. Otras consideraciones**

Durante la tramitación del procedimiento, la UT ha manifestado su inconformidad con lo planteado en los informes técnicos rendido por el CAU y la Gerencia de Electricidad respecto de su participación y su responsabilidad en los fenómenos transitorios ocurridos el día veintisiete de marzo del año dos mil veintiuno, por lo tanto, corresponde indicar lo siguiente:

* La sociedad UT, S.A. de C.V. en un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de este acuerdo, debe remitir la documentación necesaria para comprobar el pago a la sociedad XXX de la cantidad de CATORCE MIL QUINIENTOS DIECISIETE 76/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 14,517.76) IVA incluido en concepto de compensación de daños.
* Las partes tienen salvo su derecho de plantear el inicio de un procedimiento de resolución de conflicto, conforme a los artículos 84 y siguientes de la Ley General de Electricidad; o bien, utilizar las vías judiciales para presentar sus pretensiones en los tribunales ordinarios correspondientes.

En suma, el cumplimiento de la normativa sectorial no depende ni está supeditado a la resolución de un posible diferendo entre los operadores, a menos que se produzca algunas de las condiciones establecidas en el artículo 30 de la Ley de Procedimientos Administrativos.

1. **CONCLUSIONES**

De conformidad con el artículo 20 de la Normativa para la Compensación por Daños Económicos o a Equipos, Artefactos o Instalaciones, la resolución final deberá definir si es procedente una compensación económica, para lo cual dicha resolución será fundamentada en el dictamen técnico del perito designado.

En atención a los fundamentos expuestos en los informes técnicos N.° IT-0010-CAU-22 e IT-CS-2022-07-007, esta Superintendencia se adhiere a los dictámenes del CAU y la Gerencia de Electricidad, siendo procedente determinar que el evento que produjo el daño ocurrido en los equipos de eléctricos propiedad de la sociedad XXX tuvo origen en una serie de fenómenos transitorios ocurridos por la realización de maniobras ordenadas por la Unidad de Transacciones en la subestación de XXX que se apartaron de lo planificado en la guía de maniobras, en cuanto a la desconexión y posterior reconexión de la referencia a tierra para la carga de la red eléctrica de distribución de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V. conectada a la fuente de alimentación de energía durante dichas maniobras.

Los fenómenos eléctricos transitorios descritos fueron sobrevoltajes que se trasladaron por las redes de distribución eléctrica de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V., hasta los suministros de la sociedad XXX

En consecuencia, tomando en cuenta que la relación de supra subordinación entre la UT y la distribuidora, estableció que esta última no tenía control sobre los dispositivos de protección y maniobras para incidir en la operación de la subestación de XXX, por lo que no podía realizar acciones que afectaran a lo planificado y que le correspondía ejecutarlas exclusivamente a la sociedad UT, S.A. de C.V.; paralelo a ello, si pudo comprobarse que la sociedad UT, S.A. de C.V. se apartó de dicha planificación, sin implementar los mecanismos necesarios para evitar la situación resultante, generándose así, el evento que provocó los daños reclamados por la sociedad XXX, S.A. de C.V

Con todo lo anterior, se han verificado los presupuestos relativos al nexo causal, que han determinado las acciones/omisiones del sujeto responsable del resultado ocasionado.

Finalmente, se concluye por parte de esta Superintendencia, conforme al análisis técnico y jurídico desarrollado en el presente acuerdo, establecer la obligación de la sociedad UT, S.A. de C.V. de resarcir económicamente a la sociedad reclamante a fin de reparar los perjuicios causados.

1. **RECURSOS**

En cumplimiento de los artículos 132 y 133 de la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA), el recurso de reconsideración puede ser interpuesto en el plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la fecha de notificación de este acuerdo, y el recurso de apelación, en el plazo de quince días hábiles contados a partir del día siguiente a la fecha de notificación, con base en los artículos 134 y 135 LPA.

**POR TANTO,** con base en lo expuesto y los informes técnicos N.° IT-0010-CAU-22 e IT-CS-2022-07-007 rendidos por el CAU y la Gerencia de Electricidad, esta Superintendencia **ACUERDA:**

* 1. Determinar que la falla eléctrica ocurrida el día veintisiete de marzo del año dos mil veintiuno tuvo origen en una serie de fenómenos transitorios ocurridos por la realización de maniobras ordenadas por la Unidad de Transacciones (UT) en la subestación de XXX que se apartaron de lo planificado en la guía de maniobras. Dichos fenómenos eléctricos transitorios fueron sobrevoltajes que se trasladaron por las redes de distribución eléctrica de la sociedad ABRUZZO, S.A. de C.V., hasta los suministros de la sociedad XXX identificados con los suministros con NIS XXX y XXX, dañando los equipos reclamados por el usuario. Debe establecerse que la distribuidora bajo la relación de supra subordinación con la UT durante dichas maniobras no tuvo control sobre las acciones realizadas por la UT y que fueron ejecutadas de forma distinta a lo planificado.
  2. La sociedad UT, S.A. de C.V. debe compensar económicamente a la sociedad INMOBILIARIA, CONSTELACIÓN, S.A. de C.V. por la cantidad de CATORCE MIL QUINIENTOS DIECISIETE 76/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 14,517.76) IVA incluido, por comprobarse que incumplió lo planificado en la guía de maniobras para el mantenimiento mayor programado en la subestación de XXX, generando el evento que provocó los daños reclamados por la sociedad XXX

La compensación económica se deriva de los equipos eléctricos:



La sociedad UT, S.A. de C.V. en un plazo de diez días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de este acuerdo, debe remitir la documentación necesaria para comprobar el cumplimiento de lo requerido en el presente numeral.

* 1. Remitir a la Gerencia de Electricidad la solicitud de la sociedad ETESAL, S.A. de C.V. vinculada con la actualización e incorporación en la normativa sectorial del Protocolo de Operación de transformadores de puesta a tierra con referencia compartida, para que realice las gestiones que considere pertinentes.
  2. Notificar este acuerdo a las sociedades XXX, ABRUZZO, S.A. de C.V., UT, S.A. de C.V. y ETESAL, S.A. de C.V.

Manuel Ernesto Aguilar Flores

Superintendente