

PERIODO ENERO-JUNIO 2013

APLICACIÓN DE LAS NORMAS DEL REGLAMENTO DE OPERACIÓN
DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA
BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP)



INTRODUCCION

El presente informe contiene los hechos más relevantes respecto a la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de enero a junio del año 2013, de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.5.4.

El informe incluye los criterios para interpretación, aplicación y desempeño de las normas vigentes, identificando inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

También se desarrolla un apartado donde se detallan los cambios realizados al ROBCP.

Finalmente, se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE NORMAS
DESEMPEÑO DE REGLAS VIGENTES

INICIO DEL REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN.

- El 23 de octubre de 2008, SIGET mediante Acuerdo No. 232-E-2008 aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del Acuerdo 222-E-2009 del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 08 de julio de 2011, mediante acuerdo 335-E-2011, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET emitió el acuerdo 370-E-2011 mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación del mismo el 01 de agosto de 2011.

PLANIFICACION OPERATIVA

Para dar cumplimiento a la normativa se realizaron reuniones y consultas directas con los PMs para lograr acuerdos en puntos específicos como la **Gestión de la Programación la Operación** y la **Gestión de costos de los combustibles**.

1. Gestión de la Programación la Operación

En relación al manejo de embalses, la Gerencia de Planificación Operativa se reunió con la empresa propietaria de las centrales hidroeléctrica, determinando lo siguiente:

- 1.1. Presentación de modificaciones a la programación anual a partir de la semana 20 del 2013.

Para representar los resultados de la Programación Anual de forma más coherente con la historia, se muestran las siguientes modificaciones en el modelo:

Bloques de Demanda: Se modifica la duración para representar en mejor forma los picos de demanda. Se consideró incorporar en el bloque de máxima demanda un segundo pico para los días comprendidos de lunes a viernes. Decisión sustentada con el comportamiento de las condiciones actuales.

Sobre este punto los representantes de la CEL propusieron que fuera estudiada la definición porcentual de los bloques de demanda que permite el SDDP, en forma semanal. La UT considera el análisis y propone un análisis conjunto con la CEL.

Reserva Rodante y de Regulación: La UT expone que la Reserva Rodante que es modelada en el SDDP no representa exactamente la reserva requerida por el ROBCP, sino que es más acorde al concepto de Reserva Fría o Reserva Rápida que existe en otros mercados. Dada esta distorsión, se realizó una modificación incrementando los porcentajes de Reserva Rodante para todo el parque generador, haciendo un ajuste adicional en la Central Hidroeléctrica 5 de noviembre, ya que esta proporciona el servicio de CAG. El resultado observado con los cambios fue más acorde a la realidad.

Hidrología Histórica: Se mostró la depuración de la historia de influjos hidrológicos, la cual fue utilizada en la Programación Anual a partir de la semana 20 del 2013. Los criterios de depuración fueron los siguientes:

- a) Depuración de fenómenos hidrológicos anormales y puntuales en el tiempo, (huracanes, depresiones tropicales, etc.)
- b) Validación de datos puntuales alejados del promedio histórico para la misma semana en el resto de años que componen la historia hidrológica.

Los representantes de la CEL expresaron estar de acuerdo con las modificaciones propuestas, ya que consideran que los resultados obtenidos después de su aplicación son más coherentes y cercanos a la realidad. Adicionalmente expresan que debe mantenerse una reunión permanente de todos los parámetros y datos de entrada que se incorporan en el modelo, para continuar con las mejoras de los mismos.

1.2. Análisis de descensos en Cerrón Grande, durante la transición seca-húmeda del año 2013.

Se presenta una proyección de descensos, haciendo ver la pronta incorporación de la generación de Guajoyo, así como la inminente entrada de la generación de Termopuerto, y la salida a mantenimiento de la unidad 2 de Cerrón Grande.

Los representantes de la CEL exponen que los descensos que se están obteniendo en esta etapa de transición deben ser revisados en conjunto con la UT, en forma periódica, para evitar problemas de abastecimiento.

1.3. Mercado Eléctrico Regional

La Gerencia de Planificación Operativa realizó adecuaciones tecnológicas y reglamentarias para la incorporación de la nueva reglamentación del Mercado Eléctrico Regional (RMER y PDC).

Para ello se hicieron reuniones con los Comités respectivos, con el objetivo de dar a conocer los cambios reglamentarios así como toda la logística que operará en el mercado a partir de la entrada en vigencia e la nueva reglamentación regional a partir del 01 de junio 2013.

2. Gestión de costos de los combustibles

2.1. Para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 04, reglas 4.4 y 4.5, se remitieron cartas a todos los generadores térmicos para que presentaran sus propuestas de estructura de costos para los combustibles que tendrán vigencia hasta el 2014.

- 2.2. Se autorizó a Inversiones Energéticas, S.A. (INE), poder declarar costos de internación diferentes a la estructura aprobada en Acuerdo 83-E-2011. El motivo de la aprobación se debió a que INE rechazó el combustible de su proveedor por estar fuera de las especificaciones estipuladas, por lo que INE tuvo que realizar compras al spot con costos de internación que no venían de su estructura aprobada.

3. Gestión de Auditorías

Con base a lo establecido en los Anexos 16 y 17 reglas 2.2 y 3.1, respectivamente, la UT autorizó a Hilcasa Energy la realización de las auditorías, antes del vencimiento de la misma.

COMPORTAMIENTO DE LAS CONCILIACIONES DIARIAS DEL EOR Y LOS CALCULOS SEMANALES PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LA GARANTIA DE LOS AGENTES DE EL SALVADOR ANTE EL MER

No se ha podido aplicar con la rigurosidad del caso los procedimientos indicados en los numerales 5.5.2, 5.5.3, 5.5.4, del Anexo 14 del ROBCP, correspondientes a:

- Cálculo de las estimaciones semanales de las garantías por ofertas de retiro regional efectuadas por la UT,
- Garantías de pago asociadas a las desviaciones y
- El procedimiento para depositar el pago semanal de dichas garantías.

Durante el periodo de vigencia de la norma no ha sido posible realizar un cálculo semanal de los montos a requerir debido a las siguientes razones:

- Con la información disponible actualmente en el MER y la información provista por el EOR, **no es factible estimar las cantidades y precios de energía** a retirar semanalmente, la información histórica disponible demuestra una **variabilidad** en los montos retirados; por ejemplo al aplicar la regla del literal a) del numeral 5.5.2.1, probablemente la UT no hubiera dispuesto de la garantía de pago suficiente para realizar las compras de los días 29, 30 y 31 de julio de 2013.

- Se dificulta realizar los ajustes a los montos semanales de garantías de acuerdo con los resultados de la semana de operación debido a **modificaciones constantes** por parte del EOR de la información publicada y/o atrasos en la publicación de la misma. Esta situación ha disminuido, en la medida que han madurado los procesos que el EOR realiza a partir de la implementación del RMER+PDC.

Para determinar el monto de garantía de pago inicial a requerir se estimaron montos semanales y mensuales, dejando a criterio de cada Participante de Mercado, poner montos semanales o mensuales. Los montos con los que inició la operación de RMER+PDC, fueron: **\$1,412,162.31**, garantizando para desviaciones **\$206,490.42** y para ofertas de retiro **\$1.205,671.89**.

Los criterios establecidos para determinar la distribución de los montos fueron:

- El monto de garantías por desviaciones fue prorrateado entre los participantes de mercado con el promedio de sus inyecciones y retiros del trimestre diciembre/2012- febrero 2013.
- El monto de las garantías por ofertas de retiro se prorrateo con el promedio mensual de los retiros anuales totales realizados por los participantes de mercado.

A esta fecha y con la información del mes de julio se estima realizar una reducción del monto garantizado, utilizando la misma base de distribución que se utilizo para requerir los montos iniciales a cada Participante de Mercado.

Otros aspectos a mencionar de la operatividad del manejo de garantías.

- El monto de desviaciones requerido por la regulación regional es el promedio de desviaciones de un mes, cuando realmente se obliga a garantizar aproximadamente 60 días. Esto se basa en el concepto de garantía disponible, la cual abarca desde el inicio del mes hasta la liquidación del MER. En el caso de El Salvador al tener un comportamiento netamente importador, la garantía disponible disminuye a medida que pasan los días y para cumplir con la

cobertura de garantías, se han dado instrucciones al EOR, para trasladar de los montos de garantías por ofertas de retiro un monto de **\$100,000.00** para respaldar las desviaciones. Esto con el objeto de no estar solicitando permanentemente ajustes a estas desviaciones, sobre todo cuando los montos de garantías disponible no se han reseteado luego de la liquidación del MER.

- No hay criterio claramente definido que permita hacer operativo el numeral 5.5.4.7, del Anexo 14 del ROBCP, pues la redacción del mismo lo deja abierto a discrecionalidades, para determinar los montos a devolver a los Participantes del Mercado.
- Seguiremos evaluando con el EOR el comportamiento de las conciliaciones de energía y desviaciones diarias publicadas en su hoja WEB, para establecer si es posible la aplicación exacta de los cálculos semanales de garantía de pago y se harán las consultas respectivas con los agente autorizados en el MER en los respectivos Comités; para ver la conveniencia de seguir con el horizonte semanal o proponer a SIGET el cálculo mensual o quincenal de las mismas.

CAMBIOS AL REGLAMENTO

Se detallan a continuación los cambios realizados al ROBCP, durante el periodo enero-junio de 2013.

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
1106-E-2012	07/01/2013	Actualización tasa de renovación de registro de SIGET	Cargo del Sistema de 2013 para aplicar en DTE
1107-E-2012	07/01/13	Sanciones SIGET a los operadores y usuarios finales del Sector eléctrico.	Ajustes a multas por infracciones graves y muy graves de Operadores y Usuarios Finales.
41-E-2013	07/01/2013	Precio base de la potencia.	Indexación de valor de la potencia a \$7.68/MW vigente para el 2013.
		Ajuste del Cargo por Capacidad del Mercado Mayorista	Cargo por capacidad de (US\$7.68/Kw-mes) para el periodo del 01/01/13 al 31/12/13. Este valor debe ser utilizado para fijar el Precio Base de la Potencia de los contratos de largo plazo mediante procesos de libre concurrencia durante el año 2013.
87-E-2013	15/01/2013	Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM)	Cargo del Sistema de 2013 para aplicar en DTE.

CAMBIOS AL REGLAMENTO

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
88-E-2013	15/01/2013	Cargo por uso de las redes de transmisión (CUST)	Cargo del Sistema de Transmisión 2013 a aplicar en DTE.
124-E-2013	30/01/2013	Metodología de traslado de los Precios Ajustados de la Energía a las Tarifas de Energía Eléctrica de los Usuarios Finales.	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio en la fórmula del Costo de la Energía para aplicar a las tarifas de Energía Eléctrica. • Modificación de la metodología de cálculo de los factores de forma para las distribuidoras. • Inclusión nueva figura de puntos de interconexión de PM distribuidores en redes de distribución de PM intermediario.
320-E-2013	15/03/2013	Aclaración Anexo 02 del ROBCP	Cuando se hace referencia a la "Administración de la UT", debe entenderse que se refiere a la Gerencia General de dicha sociedad
CRIE-NP-09-2013	22/03/2013	Prorroga de 60 días para la entrada del RMER Y PDC	Mercado Eléctrico Regional aun bajo la normativa transitoria.
360-E-2013	01/04/2013	Factores de forma	Cambio de ventana de tiempo a doce meses para EDESAL, S.A.
JD-395	9/04/13	Objetivos estratégicos para la formulación del Plan Estratégico de de la UT quinquenio 2014-2018	Aprobación de Junta Directiva

CAMBIOS AL REGLAMENTO

Acuerdo	Fecha	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
494-E-2013	30-04-2013	Interfaz ROBCP-MER	<ul style="list-style-type: none"> • Se aprueba la interfaz para operar conjuntamente nuestro reglamento ROBCP con el RMER + PDC. • Se implementa el esquema de garantías para respaldar ofertas de retiro por reemplazo de generación.
603-E-2013	29/05/13	Análisis del Informe del Consejo Nacional de Energía	Efecto de Exportaciones netas en el precio de la energía, (para conocimiento de UT)
619-E-2013	05/06/13	Modificaciones a la Metodología para el Cálculo el COSTAMM	Para consulta de operadores que retiran energía de la red de transmisión nacional.

CONFLICTOS Y SANCIONES

1. PROCESO SANCIONATORIO CONTRA NEJAPA POWER COMPANY, L.L.C.

El proceso sancionatorio fue iniciado por la Administración de la UT, a fin de declarar si el Participante del Mercado Eléctrico Nacional NEJAPA POWER L.L.C., ha incurrido en las infracciones contempladas en los *numerales 4.2.2. y 4.3.11 del Anexo 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS del ROBCP*.

CONSIDERACIONES RELEVANTES DEL PROCESO

- De acuerdo con el Informe de Operación del Mercado Mayorista de la Gerencia de Operación y Estudios de “la UT”, del día 29 de agosto de 2012, NEJAPA POWER COMPANY, L.L.C. se negó a cumplir con una instrucción de operación emitida por UT, “...sin un argumento técnico, solo informa que **por restricciones comerciales** el límite máximo de potencia que inyectará al Sistema de Potencia es de 68 MW.”
- Mediante nota del 17-01-2013, “la Administración”, comunicó a “NEJAPA”, el inicio del Proceso Sancionatorio correspondiente, confiriéndole el término de cinco días hábiles, a partir de esa notificación, para que pudiera aportar los elementos que justifiquen su actuación.
- Por nota recibida en “la UT” el 18-01-13, “NEJAPA” solicitó al Gerente General de “la UT” que: “...nos aclare y proporcione la documentación correspondiente que lo acreditan a usted como “la Administración de la UT” y en la que consten sus facultades específicas y suficientes para iniciar y llevar a cabo el procedimiento mencionado...”.
- En vista de lo expuesto y por medio de nota del 21-01-13, “la Administración” expuso a “NEJAPA” que se dejaba sin efecto la audiencia conferida y solicitó a la Junta de Directores de SIGET su interpretación en cuanto a que se debe de entender cuando el ROBCP se refiere a “la Administración de la UT”.

- Por Acuerdo Nº 320-E-2013, la Junta de Directores de SIGET aclaró que en relación al ROBCP, cuando se hace referencia a “la Administración de la UT”, deberá entenderse que se refiere a la Gerencia General de “la UT”; razón por la cual, mediante nota del 21-06-13 se comunicó a NEJAPA” el reinicio del Proceso Sancionatorio y confiriéndole el término de cinco días hábiles, a partir de esa notificación, para que pudiera aportar los elementos que justifiquen su actuación.
- El día jueves 27 de junio de 2013, NEJAPA evacuó la audiencia conferida.

La Administración, con base en las disposiciones del ANEXO 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS y demás normas del ROBCP citadas, resolvió: **Declarar que el Participante del Mercado NEJAPA POWER COMPANY, L.L.C., incurrió en la Infracción Grave** contemplada en el numeral 4.2.2. “Incumplimiento a instrucciones operativas de la UT sin causa justificada.” del ANEXO 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS del ROBCP; por lo cual se le condenó al pago de una multa de SIETE MIL QUINIENTOS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, (US\$ 7,500.00).

La sentencia fue notificada a NEJAPA POWER COOMPANY, L.L.C. con fecha 10 de julio de 2013, y el día 17 de julio de 2013, canceló la multa impuesta.

2. PROCESO SANCIONATORIO CONTRA ANDA POR SU CONDICIÓN DE MORA Y FALTA DE PAGO

El presente proceso sancionatorio ha sido iniciado por esta Administración, a fin de declarar si el Participante del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica Nacional, ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS, en lo sucesivo ANDA., ha incurrido en la infracción contemplada en el *numeral 4.3.4. del ANEXO 02-INFRACCIONES Y CONFLICTOS del ROBCP.*

CONSIDERACIONES RELEVANTES DEL PROCESO

- La infracción alegada se encuentra tipificada en el numeral 4.3.4. del ANEXO 02-INFRACCIONES Y CONFLICTOS del ROBCP.

4.3.4. Un PM tiene una condición de mora y falta de pago con la UT y se niega a liquidarla en el plazo requerido por ésta y la sanción es una multa de \$75,000.00.

- La Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANDA), al no tener disponibles los fondos necesarios para cancelar los valores económicos de sus transacciones de compra de energía eléctrica en el Mercado Mayorista de Electricidad, correspondientes a los meses de julio y agosto de dos mil doce, por:
 - Un valor de seis millones doscientos veintiocho mil cuatrocientos setenta y dos 60/100 dólares de los Estados Unidos de América (**US\$ 6,228,472.60**) del mes de julio 2012, pagaderos el día veintisiete de agosto de dos mil doce y;
 - Por un valor de cinco millones doscientos cuarenta y cinco mil ochocientos doce 03/100 dólares de los Estados Unidos de América (**US\$ 5,245,812.03**) del mes de agosto 2012, pagaderos el día veintiuno de septiembre de dos mil doce.

En las fechas de la Verificación de Fondos de que trata la Actividad No. 5 de la sección 6.3 Procesos de Facturación y Liquidación, Numeral 6. Actividades para Facturación y Liquidación del Anexo 14 Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación, del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Operación-ROBCP- y con base en lo dispuesto por la misma Actividad No.5 en su literal d) y la **condición de mora** incurrida; desencadenó el Procedimiento Sancionatorio.

- Mediante nota del 17-01-2013, “la Administración”, comunicó a “ANDA”, el inicio del Proceso Sancionatorio correspondiente, confiriéndole el término de cinco días hábiles, a partir de esa notificación, para que pudiera aportar los elementos que justifiquen su actuación.
- Por nota recibida en “la UT” el 18-01-13, otro Participante del Mercado solicitó al Gerente General de “la UT” que: “...nos aclare y proporcione la documentación

correspondiente que lo acreditan a usted como “la Administración de la UT” y en la que consten sus facultades específicas y suficientes para iniciar y llevar a cabo el procedimiento mencionado....”.

- En vista de lo expuesto y por medio de nota del 21-01-13, “la Administración” expuso a “ANDA” que se dejaba sin efecto la audiencia conferida y solicitó a la Junta de Directores de SIGET su interpretación en cuanto a que se debe de entender cuando el ROBCP se refiere a “la Administración de la UT”.
- Por Acuerdo Nº 320-E-2013, la Junta de Directores de SIGET aclaró que en relación al ROBCP, cuando se hace referencia a “la Administración de la UT”, deberá entenderse que se refiere a la Gerencia General de “la UT”; razón por la cual, mediante nota del 21-06-13 se comunicó a “ANDA” el reinicio del Proceso Sancionatorio y confiriéndole el término de cinco días hábiles, a partir de esa notificación, para que pudiera aportar los elementos que justifiquen su actuación.
- El día jueves 27 de junio de 2013, “ANDA” evacuó la audiencia conferida

“La Administración”, con base en las disposiciones del ANEXO 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS y demás normas del ROBCP citadas, resolvió declarar que el Participante del Mercado ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS incurrió en la Infracción Muy Grave contemplada en el numeral 4.3.4. “Un PM tiene una condición de mora y falta de pago con la UT y se niega a liquidarla en el plazo requerido por ésta”, del ANEXO 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción; por lo cual se le condenó al pago de una multa de SETENTA Y CINCO MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, (US\$ 75,000.00).

- Con fecha 22 de julio de 2013, los Apoderados de ANDA interpusieron Recurso de Apelación de la Sentencia, para ante la Junta Directiva de UT; alegando básicamente los mismos argumentos de la evacuación de la audiencia.
- Junta Directiva, en su sesión No. 403 del 13 de agosto de 2013, admitió el Recurso, tuvo por parte a los apoderados de ANDA y conformó un Comité dentro de sus Miembros, para que analice el Proceso y emita una opinión de como resolver el recurso; lo cual está en trámite.

3. PROCESO SANCIONATORIO CONTRA ANDA POR NO REPONER SU GARANTÍA DE PAGO

El presente proceso sancionatorio ha sido iniciado por esta Administración, a fin de declarar si el Participante del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica Nacional, ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS, en lo sucesivo ANDA., ha incurrido en la infracción contemplada en el numeral 4.3.5. del ANEXO 02-INFRACCIONES Y CONFLICTOS del ROBCP.

CONSIDERACIONES RELEVANTES DEL PROCESO

- La infracción alegada se encuentra tipificada en el numeral 4.3.5. del ANEXO 02-INFRACCIONES Y CONFLICTOS del ROBCP.

4.3.5. No reponer oportunamente el monto de la garantía de pago de acuerdo a lo establecido en este Reglamento y la sanción es una multa de \$75,000.00.

- Mediante nota del 17-01-2013, “la Administración”, comunicó a “ANDA”, el inicio del Proceso Sancionatorio correspondiente, confiriéndole el término de cinco días hábiles, a partir de esa notificación, para que pudiera aportar los elementos que justifiquen su actuación.

- Por nota recibida en “la UT” el 18-01-13, otro Participante del Mercado solicitó al Gerente General de “la UT” que: “...nos aclare y proporcione la documentación correspondiente que lo acreditan a usted como “la Administración de la UT” y en la que consten sus facultades específicas y suficientes para iniciar y llevar a cabo el procedimiento mencionado...”.
- En vista de lo expuesto y por medio de nota del 21-01-13, “la Administración” expuso a “ANDA” que se dejaba sin efecto la audiencia conferida y solicitó a la Junta de Directores de SIGET su interpretación en cuanto a que se debe de entender cuando el ROBCP se refiere a “la Administración de la UT”.
- Por Acuerdo Nº 320-E-2013, la Junta de Directores de SIGET aclaró que en relación al ROBCP, cuando se hace referencia a “la Administración de la UT”, deberá entenderse que se refiere a la Gerencia General de “la UT”; razón por la cual, mediante nota del 21-06-13 se comunicó a “ANDA” el reinicio del Proceso Sancionatorio y confiriéndole el término de cinco días hábiles, a partir de esa notificación, para que pudiera aportar los elementos que justifiquen su actuación.
- El día jueves 27 de junio de 2013, “ANDA” evacuó la audiencia conferida.

“La Administración”, con base en las disposiciones del ANEXO 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS y demás normas del ROBCP citadas, resolvió declarar que el Participante del Mercado ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS incurrió en la Infracción Muy Grave contemplada en el numeral 4.3.5. No reponer oportunamente el monto de la garantía de pago de acuerdo a lo establecido en este Reglamento, del ANEXO 02 INFRACCIONES Y CONFLICTOS del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción; por lo cual se le condena al pago de una multa de SETENTA Y CINCO MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, (US\$ 75,000.00).

- Con fecha 22 de julio de 2013, los Apoderados de ANDA interpusieron Recurso de Apelación de la Sentencia, para ante la Junta Directiva de UT; alegando básicamente lo mismos argumentos de la evacuación de la audiencia.
- Junta Directiva, en su sesión No. 403 del 13 de agosto de 2013, admitió el Recurso, tuvo por parte a los apoderados de ANDA y conformó un Comité dentro de sus Miembros, para que analice el Proceso y emita una opinión de como resolver el recurso; lo cual está en trámite.