



Ministerio de Minas y Energía

021

RESOLUCION NUMERO

DE 19

(29 ABR. 2002)

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

C O N S I D E R A N D O:

Que mediante las Resoluciones CREG-001 y CREG-116 de 1996, se creó el Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, se precisó su método de cálculo, se aplazó su fecha de entrada en vigencia y se estableció un sistema de verificación de los valores de los parámetros reportados por los agentes para su cálculo;

Que conforme a lo establecido por el Artículo 10 de la Resolución CREG-116 de 1996, modificado por el Artículo 2o. de la Resolución CREG-047 de 1999, al CNO correspondía diseñar un mecanismo de auditoría de los parámetros consignados en el formato establecido en el Anexo No. 4 de esta Resolución y al CND, la contratación de la auditoría;

Que mediante Acuerdo No. 51 del 20 de enero de 2000, el CNO aprobó los criterios para la contratación de la Auditoría de los parámetros del Cargo por Capacidad y, por su parte, el CND contrató a la firma ARTHUR ANDERSEN para su realización, empresa ésta que presentó el informe de auditoría solicitado el día 9 de junio de 2000;

Que mediante auto del 27 de noviembre de 2000, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, a través de su Director Ejecutivo avocó el conocimiento de las presentes diligencias tendientes a establecer si como consecuencia de que el auditor ARTHUR ANDERSEN, encontró discrepancias en el valor de algunos de los parámetros reportados para el cálculo del Cargo por Capacidad 1999-2000 de las plantas y/o unidades de generación Yumbo 3, Calima, Salvajina y Termovalle, debe asumirse que el VD (Valor a Distribuir), a favor de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., en adelante EPSA, correspondiente a las mencionadas plantas y/o unidades de generación, es igual a cero (0), desde la fecha de presentación del informe hasta el final de la estación de invierno de este periodo, de conformidad con lo establecido en el

2

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Artículo 2o. de la Resolución CREG-047 de 1999 y 3o. de la Resolución CREG-082 de 2000;

Que en desarrollo de la actuación a que dio lugar el mencionado acto y en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG-082 de 2000, se puso en conocimiento de la empresa interesada el informe del auditor con sus respectivos soportes y memorias de cálculo, se practicaron pruebas y se dio oportunidad a la empresa interesada para que ejerciera su derecho de defensa, lo cual efectivamente hizo mediante memorial que reposa en la actuación;

Que para resolver lo pertinente se analizarán las presuntas discrepancias que en los respectivos parámetros reportados presenta cada planta y/o unidad de generación, con el propósito de establecer si ellas pueden o no ser confirmadas:

1. DISCREPANCIAS DE LAS PLANTAS YUMBO 3 Y TERMOVALLE

No obstante que el auditor encontró posibles discrepancias en algunos de los valores declarados de estas plantas para el cálculo del Cargo por Capacidad 1999-2000, estas no serán objeto de consideración en razón a que según se desprende de la comunicaciones No. 029689-1 del 15 de diciembre de 1999, suscrita por el Gerente del Centro Nacional de Despacho (Rad. CREG No. 007607) y No. 026980-1 del 16 de noviembre de 2001 suscrita por el Director de Operación del Mercado (Rad. CREG No. 010317), las citadas plantas no tuvieron asignación de Capacidad Remunerable Teórica para el periodo 1999-2000.

2. FACTOR DE CONVERSIÓN

Calima

La siguiente observación del auditor sobre esta planta le permite expresar que el valor reportado no es válido o no está debidamente soportado: "*El valor de la eficiencia combinada utilizada en los cálculos no es correcto.*"

En su defensa la empresa interesada manifiesta lo siguiente:

El Auditor presenta en las memorias de cálculo varias afirmaciones que son incorrectas, con lo cual no tiene mérito la sustentación que hace acerca del valor declarado por EPSA para este parámetro, por lo que se entra a explicar:

1. En la página 10 de las memorias de cálculo (Anexo 6), numeral 1.1, el Auditor dice "*El agente no presentó la curva FC vs cota declarada anteriormente*", afirmación totalmente falsa por cuanto EPSA si remitió dichas curvas al Auditor con la comunicación PE-081-2000 (Anexo 5), en cuya página 3, numeral 1.d Curvas Factor de Conversión - Cota, se dice lo siguiente: "*Los datos de los factores de conversión, Volumen Útil y Energía almacenada en función de los niveles de los embalses de EPSA E.S.P. se anexan en el documento 'Embalse Alto Anchicayá, Salvajina y Calima. TABLAS: Cota Vs. Volumen útil, cota vs factor de conversión, cota Vs energía almacenada; cota vs volumen útil'*" (Resaltado por fuera del texto); es tan cierta la recepción de estas curvas por parte del Auditor que posteriormente aquél mediante comunicación remitida a EPSA E.S.P. de fecha 29 de marzo del 2000 y recibida por fax el día 30 de marzo de 2000 (**Anexo 7**), confirma que EPSA E.S.P. le envió la información solicitada, cuando señala: *a la fecha usted nos entregó la siguiente información: Documentos recibidos en papel ... 1 Folleto con: tablas cota vs volumen útil, cota vs factor de conversión, cota vs energía almacenada, cota vs volumen útil % de embalses Alto Anchicayá, Salvajina y Calima ...*" (Resaltado por fuera del texto).

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Resaltamos que la curva cota vs factor de conversión es la información base de todos los cálculos de este parámetro de conformidad con lo dispuesto en el Acuerdo O51 del 20 de enero del 2000 numeral 4.2, que dice: "4.2 Factores de Conversión de las Hidráulicas, Actividades del Auditor: Solicita a los agentes la curva más actualizada disponible de factor de conversión vs cota. Y los soportes técnicos disponibles... Verificará específicamente:... 3. Que si no se hizo la prueba, se hayan calculado los valores de factor de conversión correspondientes a los percentiles (sobre la curva disponible) y obtenido el factor de conversión equivalente con el percentil correspondiente al 50%." (Negrilla y subrayado por fuera del texto), finalmente, más adelante en la misma página, en el ítem de Muestra y tolerancia, se indica: "El resultado (del factor de conversión) no debiera tener tolerancia por ser una prueba con procedimiento plenamente especificado excepto por la precisión numérica empleada en las evaluaciones." (lo expresado entre paréntesis y en negrilla es nuestro).

Como puede apreciarse EPSA si entregó la curva disponible pero el Auditor la ignoró, por lo cual se desvirtúa cualquier comentario u observación sobre este parámetro, igualmente de la sola lectura del Acuerdo en los puntos transcritos se desprende que sin la curva el Auditor no podría haber continuado con su trabajo, debiendo reiterar la solicitud de entrega de la curva. Si no la hubiéramos enviado, sin seguir otro procedimiento de Auditoría no autorizado por el CNO.

No siendo suficiente que el Auditor ignorara la curva entregada por EPSA, continúa en su error al solicitar telefónicamente otros datos para sustentar la eficiencia de la planta, que es un parámetro que permite calcular por otro procedimiento no aprobado por el CNO el factor de conversión; de dicha solicitud da fe la comunicación PE-145-2000 (Anexo 8) dirigida por EPSA E.S.P. al Auditor donde se suministran los datos por éste solicitados, pues nuestra intención no era ocultar información, con lo cual el Auditor quedó plenamente satisfecho como lo indica en su carta de 19 de mayo de 2000 remitida por fax (Anexo 9). Con la información entregada el Auditor procedió a aplicar un método no aprobado en el Acuerdo 051, que lleva a un resultado que no se sabe como se obtuvo, según lo expresado en la página 10 de las memorias de cálculo (Anexo 6) que dice: "Al utilizar el valor obtenido de la eficiencia combinada (0.8742) se tiene un valor de FC de 1,8892 que es más bajo que el declarado".

Sea cual fuere el procedimiento usado para calcular el valor FC de 1,8892, es de todas formas distinto al aprobado por el CNO, lo que constituye una extralimitación de sus funciones al extender su revisión más allá de lo indicado en los términos de referencia expresados en el Acuerdo 051 del CNO.

2. A pesar de lo anterior el Auditor, en la página 10 de las memorias de cálculo (Anexo 6), numeral 1.1, señala que la eficiencia combinada es de 0,8742 que resulta inferior al valor 0.88 sustentado por EPSA E.S.P. a través de las comunicaciones PE-129-2000 (Anexo 10) y PE-145-2000 (Anexo 8) donde se remitió información adicional solicitada por el Auditor, que en todo caso se salía del procedimiento aprobado por el Acuerdo 051, afirmación que tiene los siguientes errores de criterio de parte del Auditor:
 - 2.1. Como los procedimientos de cálculo fueron distintos, el Auditor debió aceptar una holgura, por cuanto lo único que debió utilizar era la curva de factor de conversión entregada por EPSA E.S.P. Aunque ambos procedimientos son válidos, es un error del Auditor considerar que su resultado es mejor que el de EPSA E.S.P., sin indicar en sus memorias por qué escogió el suyo y descartó el presentado por EPSA E.S.P..

Nuevamente con este punto el Auditor demuestra su falta de criterio al no aceptar una diferencia de tan solo 0.66% entre los dos resultados de la eficiencia, que es muy explicable de parte nuestra al haber utilizado el Auditor un procedimiento diferente al de EPSA E.S.P

7

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

2.2. En la aplicación por parte del Auditor de la ecuación mencionada en la página 10 de las memorias de calculo (Anexo 6), numeral 1.1, se observa un error en el análisis, por cuanto seleccionó un valor de 1184 para el nivel de descarga, con el cual obtuvo un factor de conversión de 1.9118, que es efectivamente como lo dice el Auditor: "... *ligeramente inferior al valor declarado*"; este valor fue seguramente adoptado debido a la mención que hizo EPSA E.S.P. en la página 4 de la comunicación PE-129-2000 de abril 26 del 2000 (Anexo 10) donde se indica lo siguiente "*2) Los operadores de la planta reportaron, para una generación de 90 MW, una cota de descarga a la salida de 1182.7 msnm.. Se consideró adecuado adoptar el Nivel de descarga de 1184 msnm, dado que es un valor medido y confirmado por la operación de la planta*" (Resaltado y subrayado por fuera del texto), igualmente en la página 6 se dice: "*En este caso la ecuación con los nuevos parámetros revisados por EPSA E.S.P. quedaría de la siguiente forma: FC = n*(Nivel embalse - nivel salida)/ 102 = 0.88* (Nivel embalse - 1182. 7)/102*" (Resaltado y subrayado por fuera del texto). Con un poco de análisis el Auditor se habría dado cuenta que en los párrafos citados se presenta una inconsistencia con relación a la cota de descarga cuando en algunos se cita un valor de 1184.7 y solo en una oportunidad se indica un valor de 1184, lo que se debió a un error de transcripción de parte nuestra, pero que era fácilmente detectable y en todo caso si el Auditor tenía dudas debió haber consultado con EPSA E.S.P. Finalmente, si el Auditor hubiera empleado la ecuación indicada en la página 10 de sus memorias de calculo, numeral 1.1, con el verdadero valor del nivel de descarga de 1182.7 y no de 1184, con la eficiencia de 0.88 recomendada por EPSA, habría obtenido un factor de conversión de 1.9229 que es superior al valor declarado por EPSA E.S.P. de 1.9206, resultado que caería nuevamente en el caso del punto ya tratado del volumen mínimo técnico, en el cual EPSA E.S.P. hubiera recibido un mayor valor del CRT.

En conclusión, en lo que respecta al valor declarado del factor de conversión se tiene que el Auditor comete un error imperdonable al desconocer la curva de factores de conversión enviada por EPSA E.S.P. y no pedirla posteriormente, para en su defecto solicitar información adicional por fuera del aprobado en el Acuerdo 051 emanado del CNO, que lo condujeron a hacer un análisis exhaustivo llegando a una diferencia de exactitud en la eficiencia de solo el 0.66% con relación a la información de la eficiencia suministrada por EPSA E.S.P. Igualmente, el Auditor no tuvo cuidado en la selección del nivel de descarga por cuanto adoptó un valor de 1184 cuando el verdadero valor era de 1182.7, que lo condujeron a obtener un factor de conversión más bajo que el declarado por EPSA E.S.P.

3. Como demostración final que los factores de conversión reportados en el año 1999 eran correctos, cuya forma de cálculo basado en la curvas del factor conversión era muy sencilla por cuanto para el año 2000 se esperaba realizar pruebas de campo que efectivamente indicarían los verdaderos valores del factor de conversión, aplicando el acuerdo No. 082 de 2000 del CNO, EPSA E.S.P. realizó entre los meses de junio a agosto de 2000 las pruebas auditadas de la Central de Calima.

Aplicando la ecuación indicada en la pagina 21 del informe de Auditoría de las pruebas de Calima (Anexo 11), elaborado por la firma INGETEC LTDA, para el cálculo del factor de conversión para el nivel 1405.59 correspondiente al percentil 50 del periodo 1999-2000, se obtiene un factor de conversión de 1.9299, el cual es superior al declarado para el citado período que fue de 1.9206. Así mismo, las eficiencias del sistema cuestionadas por el Auditor por una diferencia menor al 1%, tuvieron valores en las pruebas de: para el percentil 50 el valor promedio fue de 87.45%, para el percentil 75% de 90.3% y, para el percentil 90 de 86.27%, lo que en promedio da un valor de 88%, cifra igual a la eficiencia sustentada teóricamente por EPSA E.S.P de 88% y mayor a la calculada por el Auditor de 87.42%.

Con estos resultados basados en datos medidos durante pruebas, se demuestra también que el valor del factor de conversión declarado por EPSA E.S.P. es correcto.

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Aun cuando este parámetro tiene definido un protocolo para su estimación, de conformidad con los Acuerdos del CNO Nos. 32 y 42 de 1999 y 51 de 2000, la realización de las respectivas pruebas es potestativa de los agentes:

PRIMERO: Las empresas propietarias de plantas hidráulicas que deseen hacer las pruebas de factor de conversión, para 1999 **podrán** hacerlas para un punto de nivel de embalse, de acuerdo con el protocolo aprobado por el Comité de operación.¹ (hemos destacado)

EFICIENCIA PLANTA O UNIDAD: Equivalente al Factor de Conversión expresado en Mw/m³/s de la planta. Se utiliza un valor único y no una curva para cada planta. Se utiliza el valor de la unidad, en el caso de que la planta tenga una sola unidad.

Las plantas que hayan efectuado una medición del Factor de Conversión, reportarán este valor de acuerdo con el protocolo y la metodología de cálculo aprobados por el CNO.

Las plantas que no hagan medición, reportarán el Factor de Conversión correspondiente al percentil 50% del nivel histórico del embalse de los últimos cinco años (enero 1 de 1994 a diciembre 31 de 1998) o los años existentes.

Para plantas que no tienen dependencia de cabeza, la empresa reportará el valor técnico respectivo.

Para plantas nuevas, se reportará el valor correspondiente al 50% del nivel de embalse útil de la curva teórica suministrada por el fabricante.² (hemos destacado)

Que **si no se hizo la prueba**, se hayan calculado los valores de factor de conversión correspondientes a los percentiles (sobre la curva disponible) y obtenido el factor equivalente con el percentil correspondiente al 50%.³ (hemos destacado)

El informe de auditoría en su Sección II, Página 56, señala lo siguiente:

- Los agentes que no realizaron pruebas determinaron los factores de conversión utilizando diversos procedimientos, debido a que la reglamentación no establece lineamientos de cálculo específicos del factor de conversión de hidráulicas cuando no se efectúa la prueba.
- En los casos en los cuales los agentes realizaron pruebas, puede observarse que los resultados poseen una mayor confiabilidad y una metodología de cálculo claramente establecida.

En este caso, según se desprende de su defensa, el agente utilizó para la determinación del factor de conversión unos procedimientos que, ante la ausencia de lineamientos generales obligatorios y previos a la declaración de parámetros para el cálculo del Cargo por Capacidad 1999– 2000, no permiten la confirmación de la existencia de discrepancias en el valor de este parámetro reportado por EPSA.

Lo anterior es aun más evidente si se tiene en cuenta que el Acuerdo CNO No. 051 de 2000 se abstuvo de asignar márgenes de tolerancia a este valor bajo la

¹ Acuerdo CNO No. 32 del 4 de octubre de 1999.

² Acuerdo CNO No. 42 del 17 de noviembre de 1999, Cuadro 1 del Anexo.

³ Acuerdo CNO No. 51 del 20 de enero de 2000, numeral 4.2 del Anexo, Cuadro de "Actividades del Auditor" num.3.

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

premisa de que existía un procedimiento plenamente especificado, perdiendo de vista, como atrás se expresó, que con fundamento en los mismos Acuerdos del CNO, la realización de pruebas bajo este protocolo era potestativa de los agentes, y que para el evento de que no se dispusiera de esta prueba era necesario asignar un margen de tolerancia al valor reportado y confrontado al obtenido con posterioridad por la Auditoría, como expresamente se reconoce hoy en el Anexo General de la Resolución CREG-006 de 2001, donde a las plantas y/o unidades de generación que realicen la prueba dentro del proceso de auditoría se les aceptan los valores declarados que no superen en más del 13% el resultado de la prueba, evaluando ambas cifras con una aproximación a cuatro decimales.

3. PARÁMETROS DE LOS EMBALSES

Las siguientes son las observaciones del auditor sobre cada planta y/o unidad de generación, las cuales le permiten expresar que el valor reportado no es adecuado o no está debidamente soportado y la respectiva defensa de EPSA:

3.1. MÍNIMO TÉCNICO

Calima I

El auditor expresa que: "*El valor declarado del volumen mínimo técnico no se considera correcto. Dicho valor cumple con los dos requerimientos de la definición de mínimo técnico (de sumergencia y de nivel mínimo para operación a plena carga de la planta). Sin embargo, el valor obtenido por lo auditoría es menor que el declarado.*"

En su defensa la empresa interesada manifiesta lo siguiente:

1. La diferencia reportada por el Auditor en el Anexo 5a del Informe de Auditoria, que se cita en el párrafo anterior, se entiende como una diferencia en contra de la remuneración que recibió EPSA. La diferencia se presenta como consecuencia de una contradicción en el Acuerdo 51 del 20 de enero del 2000 emanado del CNO que establece los términos de referencia entregados al Auditor, cuando señala en una parte del Acuerdo que no se admite Tolerancia en el cálculo del parámetro, según el numeral 4,5 que dice: "*El Resultado no admite el concepto de tolerancia por no haber una referencia contra la cual comparar*", pero sin embargo, el Acuerdo en el mismo numeral 4.5 establece que existen varios procedimientos para efectuar el cálculo, según el siguiente texto: "*Mínimo Técnico: Dado que no existe una forma física de medir este parámetro a no ser que el embalse esté prácticamente vacío, el Auditor solicitará la información técnica de las estructuras de captación y hará una evaluación teórica del nivel mínimo usando alguna metodología única (si tiene elementos para aplicar una diferente a cada embalse deberá justificarlo) y el resultado lo comparará con los cálculos y resultados presentados por cada agente. Emitirá entonces su concepto sobre la información puesta a su consideración.*", cuyos resultados dependiendo de la fórmula usada, siempre serán diferentes, por lo tanto debió admitir una holgura en el resultado. Esta contradicción en el Acuerdo no permite calificar el valor declarado cuando la diferencia encontrada fuera a favor del agente, llevándolo a emitir un concepto contradictorio, como se señala en su informe: "*El valor declarado del volumen mínimo técnico no se considera correcto ...*", pero a continuación afirma que: "*Dicho valor cumple con los dos requerimientos de la definición de Mínimo Técnico...*", que es en esencia lo fundamental.

El hecho que el valor obtenido por la Auditoria sea menor al declarado por EPSA E.S.P. implicó que la remuneración (CRT) recibida por EPSA E.S.P. fuera menor, lo que se desprende de un análisis técnico, por lo que en este caso se debe admitir

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

cualquier holgura cuando la diferencia sea en contra del agente y no debe dar pie a investigación. Es tan cierto lo anterior, que para el siguiente periodo: 2000-2001, la CREG en la Resolución No. 006 del 01 de febrero de 2001 incluye este nuevo punto: **Criterios para la verificación de los parámetros**, que dice: "Las holguras y márgenes de error que se definen buscando garantizar que aquellos valores declarados por el agente, con discrepancias que conlleven a la asignación de una menor CRT, no sean considerados como discrepancias." Finalmente resaltamos que en ninguna parte del informe de Auditoria ni en las memorias de cálculo entregadas posteriormente, el Auditor hizo claridad que la diferencia encontrada va en contra de EPSA y solo afectó sus propios intereses, lo cual nos hace pensar que el Auditor no conoce el efecto de esta diferencia sobre la CRT, por cuanto mientras más grande es el volumen mínimo técnico menor es el volumen útil de la planta y menor la remuneración del CRT.

2. La razón anterior es suficiente para justificar que en realidad no hay discrepancia sino que se presentó una contradicción en los términos de referencia entregados por el CNO al Auditor, pero adicionalmente aclaramos que la diferencia encontrada por el Auditor se hubiera aclarado si hubiera validado los resultados con cada agente, como corresponde a un verdadero trabajo de Auditoria, hecho reconocido por el mismo Auditor en la página 21 del documento: "Metodología de Auditoria de los Parámetros declarados del Cargo por Capacidad - Productos Finales", de junio de 2000 (Anexo 1), en cuyo texto se señala: "Esta circunstancia constituye una limitación en el alcance de nuestra Auditoria, teniendo en cuenta que nuestro informe no está exento de eventuales errores en cálculo o interpretaciones, los cuales posiblemente habrían podido ser detectados y corregidos durante un proceso de validación directa de resultados con los agentes." De haber hecho la validación el Auditor se habría dado cuenta que el valor declarado por EPSA E.S.P. fue debido a los siguientes criterios de seguridad:
 - 2.1. El nivel mínimo técnico recomendado por los diseñadores de la Planta, es el que figura en la pagina IV-1 del Manual de Instrucciones de Operación, versión en Ingles, elaborado por: Gibbs & Hill Inc, TAMS (Anexo 2), nivel que se ha respetado durante los 35 años de su operación, que de llegar a bajar pondría en peligro la seguridad de la central que es lo que se pretende proteger con la definición del nivel mínimo técnico contenida en la Resolución CREG 59 del 6 de noviembre de 1999 en su anexo No 4, que reza: "Nivel Mínimo Técnico. Elevación de la superficie del agua en el embalse hasta la cual puede utilizarse su agua **cumpliendo con condiciones de seguridad** en las estructuras hidráulicas y en las instalaciones de generación para plena carga de todas las unidades" (Negrita por fuera del texto)
 - 2.2. La firma TAMS, diseñadora del proyecto, en concepto de fecha 15 de Octubre de 1979, versión en Ingles, (Anexo 3), declara la posibilidad de un derrumbe en el túnel de descarga cuando la planta trabaja por debajo de la elevación 1380. Aunque estas condiciones no se han presentado durante el periodo histórico, el caudal de salida y el nivel del agua en el túnel de descarga aumentarian por el mayor consumo de agua para generación, haciendo que el túnel comience a trabajar casi lleno, lo que pondría en peligro el túnel mismo por la posibilidad de un derrumbe causado por la socavación del techo no revestido del túnel.

EPSA E.S.P. se acogió a las recomendaciones entregadas por los diseñadores de la Central, quienes escogieron el nivel 1380 msnm como el nivel mínimo técnico para garantizar la seguridad de la planta, aspecto este que se ajusta al concepto de seguridad indicado en la definición de Nivel Mínimo Técnico, que se transcribió en el punto 2.1, definición esta que comprende, además del calculo del nivel de sumergencia para evitar la entrada de aire al túnel para el cual existen formulas, otros aspectos que deben ser evaluados con estudios muy detallados, información que el Auditor no solicitó como consecuencia de no haberse concluido el trabajo de Auditoria mediante la validación con los agentes, conforme fue solicitado por el CNO en comunicación del 16 de noviembre del 2000 dirigida a la CREG, entre otras (Anexo 4).



Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

En las memorias de calculo, numeral 3.1.1, remitidas a EPSA E.S.P. por la CREG con la comunicación MMECREG-0462 de fecha 7 de febrero, el Auditor sustenta la diferencia en que EPSA E.S.P. reportó el nivel mínimo técnico en la cota 1380 msnm, mientras que el Auditor empleó un calculo propio para definir finalmente que el valor debia ser más bajo e igual a 1366.81. El Auditor no tuvo en cuenta la mención que hizo EPSA E.S.P. en la pagina 7 de la comunicación PE-081-2000 (Anexo 5) que le fuera remitida, donde reconocemos que el Nivel Mínimo Técnico debió ser inferior a 1380 msnm, pero como no disponemos de curvas de factor de conversión para niveles inferiores a 1380 msnm, porque el embalse no se ha operado por debajo de la cota 1380 por razones de seguridad, como se ha dicho en reiteradas oportunidades, se decidió finalmente que el nivel mínimo técnico fuera 1380 msnm, no solo por estas razones sino con el fin de evitar especulaciones basadas en datos no disponibles.

Por todo lo anteriormente anotado estamos en desacuerdo que el resultado de EPSA E.S.P. sea incorrecto, dado que en primer lugar las diferencias en el criterio de selección final del Nivel mínimo técnico se debe a una contradicción en los criterios entregados por el CNO al Auditor y en segundo termino, a la falta de terminación del proceso de Auditoria con los agentes, lo que conllevó al desconocimiento de parte del Auditor de aspectos de seguridad solicitados en la definición del Nivel Minimo Técnico. La diferencia indicada por el Auditor con respecto al resultado de EPSA E.S.P. únicamente podría conducir a que se revise el cálculo de la capacidad remunerable teórica (CRT) y se reconozca el valor que se nos dejó de pagar por el resultado de la Auditoria.

3. Aclaramos que no es cierto lo que afirma el Auditor en la parte final del numeral 3.1.1., página 12 de las memorias de cálculo entregadas por la CREG a EPSA E.S.P. en la comunicación MMECREG-0462, donde se indica: "Para este nivel no es posible determinar el volumen mínimo técnico debido a que la tabla cota -volumen no existe para cotas inferiores al nivel 1380 msnm.", porque mediante la comunicación PE-081-2000 (Anexo 5), página 2, Calima, EPSA E.S.P. le remitió Auditor la figura 3 que corresponde a la curva nivel - volumen para todo el rango de niveles del embalse, es decir, EPSA E.S.P. entregó la información solicitada y no fue tenida en cuenta en el cálculo.

3.1.1. Salvajina

El auditor expresa que: "El valor declarado del volumen mínimo técnico no se considera correcto. Dicho valor cumple con los dos requerimientos de la definición de mínimo técnico (de sumergencia y de nivel mínimo para operación a plena carga de la planta). Sin embargo, el valor obtenido por lo auditoría es menor que el declarado."

En su defensa la empresa interesada manifiesta lo siguiente:

1. La diferencia reportada por el Auditor en el Anexo 5a del Informe de Auditoria que se cita en el párrafo anterior, se entiende como una diferencia en contra de la remuneración que recibió EPSA. La diferencia se presenta como consecuencia de una contradicción en el Acuerdo 51 del 20 de enero del 2000 emanado del CNO que establece los términos de referencia entregados al Auditor, cuando señala en una parte del Acuerdo que no se admite Tolerancia en el cálculo del parámetro, según el numeral 4.5 que dice: "El Resultado no admite el concepto de tolerancia por no haber una referencia contra la cual comparar", pero sin embargo, el Acuerdo en el mismo numeral 4.5 establece que existen varios procedimientos para efectuar el cálculo, según el siguiente texto: "**Mínimo Técnico:** Dado que no existe una forma física de medir este parámetro a no ser que el embalse este prácticamente vacío, el Auditor solicitará la información técnica de las estructuras de captación y hará una evaluación teórica del nivel mínimo usando alguna metodología única (si tiene elementos para aplicar una diferente a cada embalse deberá justificarlo) y el resultado lo comparará con los cálculos y resultados presentados por cada agente. Emitirá entonces su concepto sobre la información puesta a su consideración.", cuyos resultados dependiendo de la fórmula usada, siempre serán diferentes, por lo tanto

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

debió admitir una holgura en el resultado. Esta contradicción en el Acuerdo no permite calificar el valor declarado cuando la diferencia encontrada fuera a favor del agente, llevándolo a emitir un concepto contradictorio, como se señala en su informe: "*El valor declarado del volumen mínimo técnico no se considera correcto...*", pero a continuación afirma que: "*Dicho valor cumple con los dos requerimientos de la definición de Mínimo Técnico...*", que es en esencia lo fundamental.

El hecho que el valor obtenido por la Auditoría sea menor al declarado por EPSA E.S.P. implicó que la remuneración (CRT) recibida por EPSA E.S.P. fuera menor, lo que se desprende de un análisis técnico, por lo que en este caso se debe admitir cualquier holgura cuando la diferencia sea en contra del agente y no debe dar pie a investigación. Es tan cierto lo anterior, que para el siguiente periodo: 2000-2001, la CREG en la Resolución No. 006 del 01 de febrero de 2001 incluye este nuevo punto: **Criterios para la verificación de los parámetros**, que dice: "*Las holguras y márgenes de error que se definen buscan garantizar que aquellos valores declarados por el agente, con discrepancias que conlleven a la asignación de una menor CRT, no sean considerados como discrepancias.*" Finalmente resaltamos que en ninguna parte del informe de Auditoría ni en las memorias de cálculo entregadas posteriormente, el Auditor hizo claridad que la diferencia encontrada va en contra de EPSA y solo afectó sus propios intereses, lo cual nos hace pensar que el Auditor no conoce el efecto de esta diferencia sobre la CRT, por cuanto mientras más grande es el volumen mínimo técnico menor es el volumen útil de la planta y menor la remuneración del CRT.

2. De la revisión de las memorias de calculo del Auditor enviadas con la comunicación MMECREG-0462, tenemos otros comentarios:

- 2.1. Los resultados del volumen mínimo técnico fueron de 356.76 para EPSA E.S.P. y de 326.24 para el Auditor, según se desprende del Anexo 5a Parámetros de Embalses Mínimo Técnico (Anexo 15) de los apartes del informe de Auditoría adjunto a la comunicación MMECREG 2796 que nos fue remitida por la CREG; en el caso del factor de conversión los resultados fueron de 0.9274 para EPSA E.S.P. y de 0.9855 que resultó de la sustentación dada por EPSA E.S.P. al Auditor, en este último caso el Auditor acepta que es correcto el menor valor declarado de 0.9274 según lo expresado en la página 14 de las memorias de cálculo numeral 1.2 (Anexo6). Como resultado de esta auditoría no fue aceptado el volumen mínimo técnico pero si el factor de conversión, lo cual representa una contradicción en el criterio del Auditor para evaluar los resultados de estos parámetros, pues en ambos casos se afectó la remuneración que recibió EPSA E.S.P., por lo que debió aceptar la diferencia, dando a entender que el Auditor desconoce el efecto que tiene en cada caso el resultado sobre la remuneración de cargo por capacidad: mientras mayor es el resultado del volumen mínimo técnico es menor la remuneración, pero para el factor de conversión a mayor valor del resultado mayor remuneración.
- 2.2. En ninguna parte de las memorias de calculo, el Auditor indicó porque el procedimiento de EPSA era correcto o incorrecto, simplemente utiliza otro método sin hacer ninguna referencia al procedimiento utilizado por EPSA E.S.P., lo cual implica que nuestro método es también valido, lo que conduce a preguntarse actualmente cual de los dos resultados es el mejor?, teniendo en cuenta que EPSA E.S.P., también presentó una sustentación de su metodología. Por lo anterior, el no considerar el resultado de EPSA E.S.P. y aceptar exclusivamente el valor calculado por el Auditor es una deficiencia en el procedimiento de Auditoría, máxime si se tiene en cuenta que el procedimiento empleado por EPSA E.S.P para calcular el Nivel Mínimo Técnico, se basa en los factores de conversión entregados y avalados por el mismo Auditor, con el agravante que la metodología utilizada por este da un valor menor del volumen mínimo técnico, que de haberse empleado en el calculo de la CRT, habría beneficiado a EPSA E.S.P. con una mayor remuneración.

Por todo lo anteriormente anotado estamos en desacuerdo que el resultado de EPSA E.S.P. sea incorrecto, dado que las diferencias en el criterio de selección final del Nivel

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Mínimo Técnico se debe a una contradicción en los criterios entregados por el CNO al Auditor. La diferencia indicada por el Auditor con respecto al resultado de EPSA E.S.P. únicamente podría conducir a que se revise el calculo de la capacidad remunerable teórica (CRT) y se reconozca el valor que se nos dejó de pagar por el resultado de la Auditoria

3.2. CURVA GUÍA MÍNIMA

3.2.1. Salvajina

El auditor expresa que: "En dicha información de soporte se encuentra la siguiente mención que invalida la curva guía mínima declarada debido a que la establece para los valores de nivel de embalse inferiores al mínimo técnico: "El nivel mínimo del embalse para operación normal es la cota 1115 msnm. Los objetivos mensuales mínimos se definen a la cota 1117 msnm con el fin de tener disponible la diferencia del volumen para compensar inexactitudes en el pronóstico....". Es de recordar que el nivel mínimo técnico que responde al criterio de operación a plena carga de todas las unidades fue establecido por el agente en la cota 1128.50 msnm y el determinado por la auditoría de 1120.41 msnm".

En su defensa la empresa interesada manifiesta lo siguiente:

Con esta observación el Auditor desconoce que los dos conceptos: nivel mínimo técnico y curva guía, son completamente independientes y no se relacionan entre si. El nivel mínimo técnico fue definido en forma general por el Subcomité Hidrológico, adscrito al CNO, cuya definición se aplica a proyectos con objetivos exclusivamente de generación, pero no tiene en cuenta consideraciones ambientales ó multipropósito de este embalse; la definición de nivel mínimo técnico contenida en la Resolución CREG 059 del 6 de noviembre de 1999, considera únicamente dos requisitos, de los cuales se selecciona el mas restrictivo: 1) "...condiciones de seguridad en las estructuras hidráulicas y en las instalaciones de generación..." y 2) "... para plena de todas las unidades". Por su parte, la curva guía solo busca cumplir requisitos ambientales, que en el caso de Salvajina son: control de inundaciones y control de la contaminación, debido a que su objetivo es prioritariamente ambiental y luego de generación. Cualquiera puede entender que la definición de nivel minimo técnico no involucra en ninguna parte los conceptos ambientales que cumple Salvajina, por lo cual el Auditor se equivoca al relacionar estos dos conceptos: Curva guía de un proyecto concebido con fines estrictamente ambientales y nivel mínimo técnico, establecido recientemente en el año de 1999 para normalizar los embalses del sector eléctrico con fines de generación.

Al no existir relación entre estos dos conceptos, EPSA E.S.P. los calculó independientemente uno del otro y los reportó por separado como lo pedía la Resolución CREG 047 de 1999. Lógicamente, el valor más bajo de la curva guía mínima no tiene que coincidir necesariamente con el nivel mínimo técnico, ni tampoco se puede pensar en acotar la curva guía al nivel mínimo técnico, como lo sugiere el Auditor, porque eso seria desconocer que el embalse tiene que cumplir por ley una función para la cual fue creada.

Adicionalmente dejamos en claro que la curva guía declarada es consistente con el informe de sustentación reportado al Auditor, dado que el volumen más bajo de la curva guia mínima, correspondiente a 214 millones de metros cúbicos para el mes de septiembre, coincide exactamente con el nivel 1117 msnm consignado en el soporte de EPSA y anunciado por el Auditor en la observación transcrita.

Por todo lo anterior, es claro que la observación que hace el Auditor no es correcta y, por lo tanto, los valores de la curva guía mínima declarados y soportados por EPSA no se invalidan por el nivel mínimo técnico, por el contrario, son consistentes y reflejan la realidad de las condiciones del embalse de Salvajina.

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Nuevamente reiteramos la deficiencia en el informe del Auditor cuando encuentra que el volumen mínimo técnico se contradice con los valores de la curva guía, a pesar de que EPSA E.S.P. le remite mediante comunicación PE-129-2000 (Anexo 10) apartes del Manual de Operación de Salvajina elaboradas por la firma diseñadora del proyecto, en el cual se indica el propósito ambiental de este embalse.

El CNO en su condición de autor del mecanismo de auditoría de los parámetros declarados para el cálculo del Cargo por Capacidad, función que ejerció mediante la expedición del Acuerdo No. 51 del 20 de enero de 2000, el cual tiene la condición de obligatorio de conformidad con los Artículos 25 y 36 de la Ley 143 de 1994, y a solicitud expresa de la CREG, formulada en el Artículo 1o. de la Resolución CREG-049 de 2000, manifestó lo siguiente en relación con los parámetros que carecen de protocolos o procedimientos para definir sus valores (Rad. CREG 006595 de 2000):

[...] como se deduce de los comentarios de detalle anexos a la presente comunicación, existen grandes dificultades de interpretación en los parámetros, que se pueden corregir para el próximo periodo de cálculo del cargo y no aplicarlos ahora, creando grandes dificultades a los agentes y al sistema.

[...] se debe tener en cuenta que en el Acuerdo 51 en algunos parámetros se estableció que los resultados no admitían el concepto de tolerancia por no haber una referencia contra la cual comparar. En dichos casos se solicitaba un concepto de consultoría, por tanto las diferencias con el concepto del consultor no deben ser utilizadas para aplicar las Resoluciones 47 de 1999 y la 49 de 2000.

En particular con relación los Parámetros de los Embalses, expresó lo siguiente:

Es importante anotar que en el Acuerdo No. 51 se indica para estos parámetros de embalses, que el resultado no admite el concepto de tolerancia por no haber una referencia contra la cual comparar, por lo que se le pedía al auditor emitir un juicio acerca de la razonabilidad de los parámetros reportados "desde el punto de vista de ingeniería y de las condiciones normales de la operación de los embalses..."

Por esta razón y por el carácter técnico del asunto, sujeto a múltiples criterios, el auditor se debió limitar a emitir un concepto sobre la razonabilidad del procedimiento utilizado por el agente

Mínimo Técnico: (página 102)

La definición de Nivel Mínimo Técnico que debió usar el Auditor es la siguiente:

"Nivel Mínimo Técnico. Elevación de la superficie del agua en el embalse hasta la cual puede utilizarse su agua cumpliendo con condiciones de seguridad en las estructuras hidráulicas y en las instalaciones de generación para plena carga de todas las unidades".

El espíritu de la definición es obtener un nivel mínimo de embalse que garantice condiciones de seguridad en las estructuras hidráulicas y en las instalaciones de generación de la central asociada. Este nivel mínimo se obtiene aplicando criterios hidráulicos como los mencionados por el auditor (sumergencia mínima de acuerdo a Gordon, etc.). La última frase de la definición "...para plena carga de todas las unidades" sirve solamente para determinar el caudal a utilizar en el calculo del criterio hidráulico (la sumergencia mínima).

El acuerdo 051 le pedía al auditor calcular los niveles mínimos técnicos, compararlos con los reportados por los agentes y emitir un concepto (sic) En el informe el auditor no expresa haber emitido un concepto sobre la razonabilidad del valor reportado por cada agente.

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Volumenes de embalse al primero de enero de 1999 (Pag.104):

Los volúmenes de embalse a primero de Enero de 1999 no se encuentran dentro de los parámetros a auditar. El auditor se extralimitó o los términos de referencia de su contratación no se ciñeron al acuerdo 051. De todas formas, el informe diario de operación del Centro Nacional de Despacho, se debe entender como un valor cierto y no tiene sentido hacer una curva de variación de los volúmenes del 21 de diciembre a 10 de enero, para juzgar si el valor del primero de enero es aceptable.

El Acuerdo CNO No. 51 de 2000, numeral 4.5 del anexo, dispone lo siguiente sobre estos parámetros:

- En cuanto al alcance:

Determinar la razonabilidad, desde el punto de vista de ingeniería y de las condiciones normales de la operación de los embalses, de los valores declarados por los agentes sobre los siguientes parámetros:

1. Mínimo técnico
2. Máximo técnico
3. Volumen de espera
4. Curva guía mínimo
5. Curva guía máxima

[...]

- En cuanto a la tolerancia:

El Resultado no admite el concepto de tolerancia por no haber una referencia contra la cual comparar.

Como prueba dentro de la actuación se ordenó a un experto asesor de la CREG la realización de una Evaluación Técnica sobre la auditoría de la referencia. Específicamente, se le preguntó al experto lo siguiente:

1. Teniendo en cuenta que el acuerdo No. 51 de 2000 del CNO, en el numeral 4.5 de su anexo, en la casilla relativa a "Muestra y Tolerancia", establece que "*El Resultado no admite el concepto de tolerancia por no haber una referencia contra la cual comparar.*", exprese su concepto acerca de si en las Resoluciones de la CREG y en los Acuerdos del CNO, particularmente, en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 116 de 1996, 047 y 059 de 1999 y en el Acuerdo 42 del 17 de noviembre de 1999, existe una referencia que permita comparar la información sobre parámetros de los embalses entregada para el cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad correspondiente al periodo 1999 – 2000 o si existe un protocolo o procedimiento para definir los valores correspondientes a este parámetro que permita a la auditoría determinar con toda certeza si existen discrepancias con el valor de los parámetros reportados por los agentes para el cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad correspondiente al periodo 1999 – 2000.
2. Si la respuesta anterior es negativa en cuanto a la existencia de protocolos o procedimientos para definir los citados parámetros, sírvase conceptualizar si esta ausencia de protocolos y procedimientos, impide, como lo establece el acuerdo No. 51 del CNO, establecer márgenes de tolerancia y, en el mismo sentido, si bajo estos presupuestos es, desde el punto de vista técnico, exigible de los agentes que reportaron los valores de estos parámetros para el cálculo del cargo por capacidad, coincidir exactamente con los determinados con posterioridad por Arthur Andersen en el ejercicio de su auditoría. En otros términos, si la unidad de procedimiento y su definición previa, es presupuesto para la exigencia de valores exactamente iguales entre los reportados por los agentes y los calculados por el auditor?

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

3. Para el cálculo de los parámetros en cuestión, existe en la ciencia o en la técnica un solo procedimiento o método? ¿De existir varios, se pregunta si los valores resultantes de su aplicación sobre una misma planta o unidad de generación indefectiblemente deben ser iguales?

A estas preguntas el experto asesor respondió lo siguiente:

1. Sobre el punto número 1: en mi concepto, en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 116 de 1996, 047 y 059 de 2001 y en el Acuerdo CNO 42 de 1999, no existe una referencia que permita comparar la información sobre el parámetro indicado en el Anexo 4.5 del acuerdo CNO 51 de 2000 y entregada para el cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad correspondiente al período 1999-2000 y no existe un protocolo o procedimiento para definir los valores correspondientes a este parámetro que permita a la auditoría determinar con toda certeza si existen discrepancias con el valor de los parámetros reportados por los agentes para el cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad correspondiente al período 1999-2000.
2. Sobre el punto número 2: en mi concepto, la ausencia de protocolos y procedimientos para definir los citados parámetros, impide, como lo establece el acuerdo CNO No. 51, establecer márgenes de tolerancia; bajo estos presupuestos no es, desde el punto de técnico, exigible de los agentes que reportaron los valores de estos parámetros para el cálculo del cargo por capacidad, coincidir exactamente con los determinados con posterioridad en el ejercicio de la auditoría.
3. Sobre el punto número 3: comparto los criterios expresados en los Anexos 4.5, 4.7 y 4.3 del Acuerdo CNO 51 de 2000, en particular que el Alcance respecto de los parámetros indicados en los Anexos 4.5 y 4.7 es el de "*Determinar la razonabilidad, desde el punto de vista de ingeniería y de las condiciones normales de operación de los embalses, de los valores declarados por los agentes*".

De conformidad con los Artículos 2o. de la Resolución CREG-047 de 1999 y 3o. de la Resolución CREG-082 de 2000, es la existencia de discrepancias en los valores de los parámetros reportados la que da lugar al efecto previsto en estas disposiciones.

De la citada comunicación del CNO (Rad. CREG 006595 de 2000), del Acuerdo No. 51 de 2000 expedido por el CNO y de la evaluación técnica recaudada en el curso de la actuación, se concluye que respecto de este parámetro no es posible confirmar la existencia de una discrepancia en el valor declarado por EPSA por cuanto que, de un parte, a la fecha de declaración de los parámetros, técnicamente no existía un único un procedimiento o protocolo para la determinación de estos valores, que permitiera a la auditoría señalar con certeza si existían discrepancias con el valor reportado por los agentes, lo cual impide, según la Evaluación Técnica practicada, el establecimiento de márgenes de tolerancia y, por ende, la exigibilidad para los agentes de coincidir con los valores calculados por el auditor, es decir, de no tener discrepancias con estos valores, y, de otro lado, el agente ha explicado las razones técnicas que sirvieron de soporte a su declaración, las cuales, respaldan las cifras reportadas y ante la ausencia de un único procedimiento y protocolo, no llegan a consolidar una discrepancia.

De otra parte, es patente que las cifras reportadas sobre el parámetro de mínimo técnico son mayores que las obtenidas por la auditoría, lo cual hace irrelevante la diferencia encontrada por el auditor, pues respecto de este parámetro el reporte de valores superiores a los reales tiene la tendencia definida a disminuir la asignación de la CRT.

Por la cual se ordena el archivo de una actuación administrativa.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 184 del dia 29 de abril del año 2002, acordó expedir la presente Resolución;

En razón de lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas;

R E S U E L V E:

ARTICULO 1o. Declarar que no se confirmó la existencia de discrepancias en el valor de los parámetros reportados por la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P para el cálculo del Cargo por Capacidad 1999-2000.

ARTÍCULO 2o. Ordenar el archivo de la actuación administrativa dirigida a establecer si como consecuencia de que el auditor ARTHUR ANDERSEN, encontró discrepancias en el valor de algunos de los parámetros reportados para el cálculo del Cargo por Capacidad 1999-2000 de las plantas y/o unidades de generación Yumbo 3, Calima, Salvajina y Termovalle, debe asumirse que el VD (Valor a Distribuir), a favor de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., correspondiente a las mencionadas plantas y/o unidades de generación, es igual a cero (0), desde la fecha de presentación del informe hasta el final de la estación de invierno de este período, de conformidad con lo establecido en el Artículo 3o. de la Resolución CREG-082 de 2000.

ARTÍCULO 3o. La presente Resolución deberá notificarse personalmente a la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. Contra las disposiciones contenidas en esta Resolución procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. 29 ABR. 2002



EVAMARÍA URIBE TOBÓN

Viceministra de Minas y Energía
Delegada por la Ministra de Minas y
Energía
Presidente



DAVID REINSTEIN BENÍTEZ

Director Ejecutivo

