

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.**

**PARTE I**  
**CONSULTA PÚBLICA 013-13**  
**“PROPUESTA DE LAS EMPRESAS**  
**COMPARADORAS, TASA DE RENTABILIDAD Y DEL**  
**INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA**  
**DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)”**

septiembre 2013

## CONTENIDO

Parte I – Ingreso Máximo Permitido Para El Servicio De Transmisión .....	1
Capítulo I: Análisis Y Propuesta De Empresa Comparadora Para Etesa.....	1
1. Selección De La Empresa Comparadora:.....	1
2. Parámetros Comparadores Para Transmisión .....	2
Capítulo II: Estimación De La Tasa Razonable De Rentabilidad .....	4
1. Análisis De La Tasa.....	5
Capítulo III: Cálculo Del Ingreso Máximo Permitido Por La Actividad De Transmisión .....	14
1. Elementos Para El Cálculo Del Ingreso Máximo Permitido Por La Actividad De Transmisión .....	14
2. Sistema Principal De Transmisión .....	15
3. Sistema De Conexión .....	32
Parte II – Ingreso Máximo Para Cubrir Los Costos Del Servicio De Operación Integrada	35
Capítulo II: Ingreso Máximo Permitido Para Cubrir Los Costos Del Servicio De Operación Integrada. ....	35
1. Ingresos Permitidos Para Cubrir Los Costos Del Centro Nacional De Despacho .....	35
• Proyectos A Corto Plazo 2013.....	49
1. Implementación De Procesos Comerciales. ....	50
2. Adecuaciones Para La Entrada Del Reglamento Del Mercado Eléctrico Regional (RMER).....	50
3. Recientes Modificaciones A Las Reglas Comerciales Para El Mercado Mayorista De Electricidad.....	50
4. Proyecto De Renovación Del Sistema De Supervisión Y Control (SCADA) .....	51
5. Configuración De Nueva Licencia De Base De Datos Oracle.....	51
• Proyectos A Mediano Plazo (2014-2015) .....	51
1. Reemplazo Del Servidor De Almacenamiento.....	52
2. Renovación De Plataforma Operativa Y Comercial .....	52
Parte II – Ingreso Máximo Para Cubrir Los Costos Del Servicio De Operación Integrada	97
1. Ingreso Permitido Para Cubrir Los Costos De Hidrometeorología.....	97
ANEXO I: Analisis Para Determinar La Empresa Comparadora Para Transmisión.....	102
1-Analisis De La Gestion De Etesa .....	103
1.7. Análisis De La Evolución Económica Financiera (Indicadores).....	103

## **INTRODUCCIÓN**

De acuerdo al Artículo No. 96, Texto Único de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y el Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión vigente, aprobado mediante Resolución No. JD-5216-del 14 de abril de 2005, se calcula el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Al iniciarse el nuevo Periodo Tarifarios el 1° de julio de 2013 al 30 de junio de 2013, la Autoridad Nacional de los Servicios Público (ASEP) sometió a Consulta Pública su Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) mediante la Resolución AN No. 6419 del 1° de agosto del 2013.

De acuerdo a la Ley No. 6 el Ingreso Máximo Permitido debe enmarcarse, en primer orden, por los criterios de suficiencia financiera y los principios fundamentales de regulación, que permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa en un sector de riesgo comparable y permitiendo utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad de sus clientes.

ETESA en el presente informe, somete a la consideración de la (ASEP) sus comentarios a la Propuesta de las empresas compradoras, tasa de rentabilidad y del ingreso máximo permitido para el periodo tarifario 2013-2017.

**COMENTARIOS DE ETESA A LA  
PARTE I  
CONSULTA PÚBLICA 013-13**

**“PROPUESTA DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS, TASA DE RENTABILIDAD Y DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)”**

**PARTE I –INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN**

**CAPITULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA**

1. Selección de la Empresa Comparadora:

Comentarios de ETESA

Según el Reglamento:

*Se selecciona una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica.*

*Se definen indicadores para la empresa comparadora llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica.*

Históricamente, para establecer los parámetros de eficiencia de gastos de administración, operación y mantenimiento se viene utilizando como Empresa Comparadora (EC) a la Empresa de Transmisión TRANSBA, de la Prov. de Buenos Aires, Argentina, que en el 2001 fue considerada una empresa eficiente.

En los años 2005 y 2008, la ASEP volvió a seleccionar a TRANSBA como EC y luego de extenderse en demostrar que seguía siendo eficiente, en lugar de recalcular nuevos comparadores para dichos años mantuvo inexplicablemente los del 2001. La realidad es que tras la crisis económica de la Argentina de fines del 2001, TRANSBA también entró en una crisis que no ha hecho más que agudizarse con el paso del tiempo. Se trata de una empresa cuyos ingresos son inciertos, que mantiene severos conflictos con el ente regulador y que no ha tenido revisiones tarifarias sistemáticas ajustadas a un marco regulatorio estable.

La elección de TRANSELEC surge entonces como la única posible, pues se trata de una empresa sujeta a revisiones tarifarias periódicas que la llevan a mejorar sostenidamente su nivel de eficiencia. Lamentablemente, la información y la somera descripción del procedimiento de cálculo de los comparadores consignados en las pocas páginas del título 3.2.1 - *El caso de TRANSELEC*, se considera insuficiente para responder al objetivo de la Consulta, el de *considerar la “Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)”*.

## 2. Parámetros Comparadores para Transmisión

### Comentarios de ETESA

En la revisión del 2001, los comparadores obtenidos fueron afectados por factores adimensionales para “homologar” tres asimetrías entre TRANSBA y ETESA:

- Composición (“mix”) de instalaciones.
- Tamaño de Instalaciones (economías de escala).
- Nivel Salarial.

En la presente revisión sólo se trasladan costos de un país a otro, mediante una operación a la que se denomina “conversión” (ver Anexo A, punto 3.3.1) y, al igual que el 2005, se incrementan los comparadores para tener en cuenta diferencias de nivel isocerámico<sup>1</sup> y contaminación salina.

Debido a las diferencias de tamaño, dispersión de la demanda, topografía, condiciones ambientales, precios relativos, etc., es virtualmente imposible que exista una empresa que pueda considerarse igual a otra. La relación de eficiencia no puede aplicarse directamente sin un previo proceso de homologación, en el que se ajusten las asimetrías de los costos no gerenciales (externalidades fuera del control de la empresa). El comparador básico inicial obtenido con datos de la EC debería entonces ser ajustado estimando la variación que tendrían los gastos e inversiones de la EC, si ésta se desempeñara, con igual eficiencia de gerenciamiento, en las mismas condiciones ambientales y económicas de ETESA 2012, ajuste que sólo puede ser aproximado dada la imposibilidad de considerar todas las diferencias de contexto externo en las que le toca actuar a cada empresa.

Dos empresas con exactamente las mismas instalaciones de transmisión y los mismos requerimientos de calidad de servicio, operando en distintos países, geografías, marcos legales, etc. tendrán diferentes costos anuales medidos en dólares. Más aún si son de distinto tamaño u operan con distintas tensiones eléctricas.

El comparador resultante será el obtenido de la relación de eficiencia de la EC multiplicado por uno o más factores que surjan de la homologación.

Se estima entonces que la metodología de cálculo de los comparadores debería consistir al menos en:

- Seleccionar de entre varias empresas candidatas, preseleccionadas con algún criterio (que estén sujetas a revisiones tarifarias periódicas, que sean de similar tamaño y tengan similares responsabilidades que ETESA, que cuenten con información técnica y contable accesible, etc.), una empresa cuya relación AOM/VNR sea baja, es decir que su gasto  $AOM=ADMT+OMT$  sea mínimo, dadas sus condiciones particulares de operación.
- Ajustar por separado los costos ADMT y OMT mediante factores de homologación para llevarlos a los que tendría una empresa eficiente como la seleccionada pero operando bajo las condiciones particulares de ETESA.

---

<sup>1</sup> Al igual que en el 2005, el incremento fue del 8%, lo que implica que el nivel isocerámico del área de servicio de TRANSELEC se considera similar al de la Prov. de Buenos Aires.

Las asimetrías más frecuentes, ya señaladas en revisiones anteriores son:

- Composición (“mix”) del tipo de instalaciones (relación de líneas simple y doble circuito). Los costos de O&M como porcentaje del VNR son diferentes en uno y otro caso.
- Tamaño de las instalaciones. Las empresas de mayor tamaño tienen ventajas relativas de escala. Los costos ADM son relativamente insensibles al tamaño de las instalaciones y los costos O&M no necesariamente mantienen una determinada proporcionalidad con el VNR.
- Costo salarial. Los salarios pagados por una y otra empresa, a igualdad de categoría laboral, son diferentes<sup>2</sup>.
- Medio ambiente (salinidad y nivel isoceràunico)<sup>3</sup>
- Alcance de los servicios prestados.

Podrían agregarse:

- Tiempos de traslado de la cuadrilla. Los tiempos de aproximación desde la base a la traza de la línea o a la subestación (traslado al área de trabajo) y los tiempos necesarios para desplazarse desde una torre a la siguiente (traslado interno), son tiempos improductivos que dependen en gran medida de factores fuera del control de la empresa, tales como el relieve del terreno y la infraestructura vial.
- Régimen pluvial, que incide en la cantidad de días-cuadrilla O&M no laborables por lluvia.

Dada la incidencia que el comprador tiene en sus ingresos, ETESA requiere que la ASEP aporte el archivo Excel, con las hojas de cálculo desbloqueadas, que permitan seguir paso a paso el procedimiento de cálculo, además de los documentos que respaldan los datos ingresados.

Por otra parte tenemos respecto a:

ACTefi (VNR)

ACTefi es uno de los dos factores que definen una buena parte de los ingresos de ETESA (33% según la propuesta) por el servicio de transmisión de los sistemas principal y de conexión. Es decir, es tan importante como los comparadores porcentuales  $ADMT\%M^* + OMT\%M^*$ .

El Reglamento define ACTefi como; *valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal/conexión de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, utilizando un parámetro eficiente para reconocer los Activos No Eléctricos dado como un porcentaje tope del 10% del valor de dichos activos, obtenido de la relación de los Activos No Eléctricos con respecto a los Activos Eléctricos.* Es decir:

$$ACTefi = VNR (\text{eléctrico}) + VNR (\text{no eléctrico})$$

<sup>2</sup> Esta asimetría estaría homologada mediante la operación de “conversión” mencionada más arriba

<sup>3</sup> Esta asimetría estaría homologada mediante el incremento del 8% ya mencionado

El VNR eléctrico, además de explicar el 90% o más del ACTefi, sirve de referencia para ponerle un tope al VNR no eléctrico. Por lo tanto, una subestimación del VNR eléctrico lleva a subestimar también el tope al VNR no eléctrico.

En cumplimiento de las disposiciones vigentes, en febrero del 2013, ETESA envió a la ASEP una estimación del VNR eléctrico, con las correspondientes justificaciones. El envío no tuvo respuesta pero, según se desprende del Anexo A de la Resolución 6419, punto 1.4 - Resumen del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para el Período, los costos unitarios propuestos por ETESA fueron desestimados y reemplazados por otros un 30% menores. En la Propuesta no se aclara el origen ni la composición de estos últimos.

Cabe destacar que los costos unitarios de las instalaciones que se utilizan para calcular el VNR eléctrico deben ser los “de reemplazo”, por lo que deben incluir:

- Costo de la obra llave en mano: suministros, transporte, montaje, imprevistos, indirectos, intereses intercalares, generales, beneficios, impuestos, etc.
- Costos regulados de ETESA para llevar adelante la obra: Diseño, Ingeniería, Administración, Inspección (16% del anterior).
- Costo del estudio de impacto ambiental.

El valor del VNR eléctrico tiene tanta importancia como el de los comparadores. Resulta incoherente extenderse en la justificación de estos últimos y, a la vez, omitir toda consideración sobre la desestimación del VNR propuesto por ETESA y sobre el origen de los costos unitarios adoptados por la ASEP.

Se solicita a la ASEP la evaluación inicial del VNR del SPT y Conexión que no fue adecuadamente fundamentada por la ASEP.

## **CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD**

### Comentarios de ETESA:

La ASEP estima los límites de la tasa de rentabilidad a partir de información del período marzo 2012-febrero 2013, resultando 7.85% y 11.85% como límites inferior y superior, respectivamente.

En base a lo estipulado en la Ley N° 6 de 1997, los límites de la tasa de rentabilidad, deberían calcularse con información del período agosto/2012 – julio/2013. Los promedios mensuales de los rendimientos de los bonos a 30 años de los Estados Unidos de América se presentan en la siguiente tabla:

Cuadro No.1  
Rendimiento de los bonos a  
30 años de Estados Unidos

Periodo	UST 30
2012-03	3.28
2012-04	3.18
2012-05	2.93
2012-06	2.70
2012-07	2.59
2012-08	2.77
2012-09	2.88
2012-10	2.90
2012-11	2.80
2012-12	2.88
2013-01	3.08
2013-02	3.17
2013-03	3.16
2013-04	2.93
2013-05	3.11
2013-06	3.40
2013-07	3.61
Promedio Mar 12-Feb 13	2.93
Promedio Ago 12-Jul 13	3.058

Fuente: Federal Reserve (<http://www.federalreserve.gov/datadownload/default.htm>)  
En base a esta información, los límites de la tasa de rentabilidad deberían ser los siguientes:

Cuadro No. 2  
Valores base y banda resultante según Ley N° 6

Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación Permitida	Banda resultante	
			Límite Inferior	Límite Superior
3.058%	7%	± 2%	8.058%	12.058%

De esta manera deberían considerarse como Límite Inferior una tasa de 8.058% y como Límite Superior 12.058%.

## 1. Análisis de la Tasa

### Comentarios de ETESA:

A continuación se analizan los parámetros propuestos por la ASEP para la estimación de la tasa de rentabilidad mediante la metodología WACC-CAPM que se detallan en el ANEXO II de la propuesta.

### Tasa libre de riesgo

La ASEP propone considerar el promedio para el período marzo/2012 – febrero/2013 de los T-Bonds de los Estados Unidos de América con vencimiento a 30 años. El valor promedio, obtenido de esta manera es de 2.847 %.

Se solicita que se incorpore en el cálculo, la información disponible más reciente (julio 2013). En este caso el promedio de los últimos 12 meses (agosto/2012-julio/2013) arroja un promedio de 3.058 %, según se aprecia en la siguiente tabla:

Cuadro Np. 3  
Rendimiento de los bonos  
a 30 años de Estados Unidos

Período	UST 30
2012-03	3.28
2012-04	3.18
2012-05	2.93
2012-06	2.7
2012-07	2.59
2012-08	2.77
2012-09	2.88
2012-10	2.9
2012-11	2.8
2012-12	2.88
2013-01	3.08
2013-02	3.17
2013-03	3.16
2013-04	2.93
2013-05	3.11
2013-06	3.4
2013-07	3.61
Promedio Mar 12-Feb 13	2.93
Promedio Ago 12-Jul 13	3.058

Fuente: Federal Reserve (<http://www.federalreserve.gov/datadownload/default.htm>)

Independientemente de lo anterior, es necesario considerar períodos más amplios a los fines de monitorear impactos y fluctuaciones coyunturales. Este es el enfoque seguido por reguladores de la región que determinan la tasa de rentabilidad, mediante el cálculo de la WACC: Colombia<sup>4</sup> (5 años), Brasil<sup>5</sup> (15 años) y Guatemala<sup>6</sup> (8 años). Se propone considerar el promedio de los últimos 5 años. La tabla siguiente muestra los promedios para cada uno de los meses y el promedio de 5 años (60 valores):

Cuadro No. 5  
Rendimiento de los bonos a 30 años de Estados Unidos

Mes	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	4.33	3.13	4.6	4.52	3.03	3.08
Febrero	4.52	3.59	4.62	4.65	3.11	3.17
Marzo	4.39	3.64	4.64	4.51	3.28	3.16
Abril	4.44	3.76	4.69	4.5	3.18	2.93
Mayo	4.6	4.23	4.29	4.29	2.93	3.11
Junio	4.69	4.52	4.13	4.23	2.7	3.4
Julio	4.57	4.41	3.99	4.27	2.59	3.61
Agosto	4.5	4.37	3.8	3.65	2.77	
Septiembre	4.27	4.19	3.77	3.18	2.88	
Octubre	4.17	4.19	3.87	3.13	2.9	
Noviembre	4	4.31	4.19	3.02	2.8	
Diciembre	2.87	4.49	4.42	2.98	2.88	
Promedio agosto 2008-julio 2013:	3.735					

Fuente: Reserve(<http://www.federalreserve.gov/datadownload/default.htm>)

De esta manera, la tasa libre de riesgo para el cálculo del capital propio es de 3.735 %.  
**Término Beta**

<sup>4</sup> Documento CREG-067 de agosto de 2008

<sup>5</sup> Nota Técnica ANEEL n° 297/2011, 26 de Octubre de 2011

<sup>6</sup> Resolución CNEE-263-2012 de 19 de noviembre 2012

La ASEP propone para el cálculo del beta desapalancado para regulaciones por tasa de retorno la información publicada por Morningstar correspondiente al último año (2012), obteniendo un beta de 0,34. Este beta considera información de 35 empresas eléctricas.

En revisión tarifaria anterior, ASEP consideró el promedio de los betas de 4 años de Value Line (publicados por Damodaran) de las empresas del sector eléctrico. Se considera que se debería mantener la metodología empleada en la revisión tarifaria anterior, por los siguientes motivos:

- La muestra de Value Line es más representativa dado que incluye una mayor cantidad de empresas (entre 52 y 61 empresas dependiendo del año).
- Estabiliza los resultados dado que atenúa las turbulencias verificadas en años recientes.
- Asegura consistencia con lo realizado en la revisión tarifaria anterior por el regulador (en la medida que no existen razones de peso para modificar los criterios usados en aquella ocasión), tal como ha reconocido el regulador en ocasiones anteriores (por ejemplo: Res AN No.2718, 30 de junio de 2009).

La siguiente tabla presenta la información de Value Line publicada por Damodaran para el período 2009-2012 (4 años):

Cuadro No. 6

2012					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	20	0.57	85.00%	30.12%	0.36
Electric Utility (East)	17	0.43	67.90%	33.49%	0.29
Electric Utility (West)	15	0.58	81.37%	29.09%	0.37
Total Electric Utility	52				0.34
2011					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	21	0.75	86.16%	31.82%	0.47
Electric Utility (East)	21	0.7	66.16%	33.14%	0.48
Electric Utility (West)	14	0.75	84.54%	31.30%	0.47
Total Electric Utility	56				0.48
2010					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	23	0.78	96.84%	25.40%	0.45
Electric Utility (East)	24	0.73	75.73%	30.40%	0.48
Electric Utility (West)	14	0.75	83.18%	31.47%	0.48
Total Electric Utility	61				0.47
2009					
<i>Industry Name</i>	<i>Number of Firms</i>	<i>Average Beta</i>	<i>Market D/E Ratio</i>	<i>Tax Rate</i>	<i>Unlevered Beta</i>
Electric Util. (Central)	23	0.79	102.89%	32.27%	0.47
Electric Utility (East)	24	0.73	75.74%	33.77%	0.49
Electric Utility (West)	14	0.75	89.99%	32.45%	0.47
Total Electric Utility	61				0.48

El promedio simple de los valores anuales, arroja un valor de 0,44 para empresas reguladas por tasa de retorno, tal como se observa en la siguiente tabla:

Cuadro No. 7

Año	Beta desapalancado US
2012	0.341
2011	0.478
2010	0.467
2009	0.475
Promedio	0.44

En cuanto al diferencial por riesgo regulatorio, la ASEP menciona como referencia el trabajo de Alexander, Mayer y Weeds. Este trabajo señala, además de la comparación de betas entre empresas pertenecientes a la misma industria pero de países con diferentes esquemas regulatorios, la importancia y utilidad de considerar betas de empresas de un mismo sector, sujetas a mecanismos regulatorios diferentes, dentro de un mismo país.

Este último enfoque ajusta automáticamente, los factores externos al régimen regulatorio que afectan los betas. Al respecto, el trabajo de Alexander et al., muestra el diferencial de betas en el caso de la industria de telecomunicaciones en Estados Unidos, donde coexisten empresas reguladas mediante Price Cap y tasa de retorno. El diferencial obtenido es de 0.2. Este mismo enfoque es el seguido por el regulador colombiano para establecer el costo de capital para remunerar a la distribución eléctrica. En esa ocasión se consideró un diferencial de 0.22 para la parte de la actividad de distribución por Price Cap y de la mitad (0.11) para la parte de distribución con metodología de ingreso regulado.

Como se indicó arriba, el trabajo de Alexander también propone el cálculo del diferencial considerando betas de una misma industria pero de países con regímenes regulatorios diferentes. Este enfoque es el que sigue la ASEP en su propuesta.

#### Comentario de ETESA:

Al respecto, se considera que se debe corregir el beta para empresas de transmisión considerado por ASEP en su propuesta. La ASEP, señala que el beta aprobado por la OFGEM fue de 0.9 para el período más reciente. Sin embargo, en su propuesta final, la OFGEM<sup>7</sup> explicita que las betas consideradas fueron de 0.95 para la empresa NGET y de 0.91 para NGGT. Si se considera el promedio de los betas de las empresas señaladas (0.93), la estructura de capital aprobada por la OFGEM y la alícuota impositiva en el Reino Unido, se obtiene un beta desapalancado de 0.454; con lo que el diferencial por beta regulatorio es de 0.013.

En virtud de los valores anteriores, se propone estimar el beta diferencial teniendo en cuenta las dos alternativas analizadas por Alexander et al. Para ello, se propone promediar el diferencial para empresas de un mismo sector del mismo país y el diferencial de empresas del sector eléctrico de países diferentes. Para el primer caso se propone considerar el valor aprobado por el regulador colombiano, para empresas con ingresos regulados (0.11) y para el segundo caso considerar el diferencial del beta promedio aprobado por OFGEM (0.013). De esta forma el diferencial resulta igual a 0.062.

Apalancando este beta corregido por la estructura óptima de capital propuesta y por la tasa de impuesto a la renta de Panamá, se obtiene un beta apalancado para las empresas de transmisión de Panamá de 0.853, tal como se muestra en la siguiente tabla:

<sup>7</sup> Ver documento “Finance Supporting” de la “RIIO-T1: Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas”, publicada por OFGEM el 17 de diciembre de 2012)

Cuadro No. 8  
Beta apalancado Panamá

Concepto	Valor
Beta US desapalancado	0.44
Riesgo regulatorio	0.062
D/E	1
Alicuota impositiva	0.3
Beta Panamá apalancado	0.853

#### Prima de riesgo de mercado

La ASEP propone para el cálculo de la prima de riesgo de mercado considerar el promedio aritmético para el período 1973-2012 con información provista por Damodaran. El valor propuesto es de 3.15%.

La propuesta difiere considerablemente de la metodología empleada en la revisión tarifaria anterior, ocasión en la que se consideró el promedio aritmético desde 1926, empleando como fuente de información Ibbotson (hoy Morningstar). Avalando el empleo de series lo más extensas posibles se pueden mencionar los enfoques seguidos por reguladores en otros países de la región. Brasil considera promedios desde 1928, (presumiblemente de Damodaran), Colombia desde 1926 (Morningstar) y Guatemala promedio de ambas fuentes considerando el período lo más amplio posible.

#### Comentarios de ETESA:

Se considera que debería tenerse en cuenta el rendimiento promedio para el período más amplio disponible. De esta forma:

- Se mantiene consistencia regulatoria con el criterio seguido en la revisión anterior.
- Se encuentra en consonancia con los criterios seguidos por reguladores de la región.
- Se minimiza la discrecionalidad del regulador al no tener que excluir del análisis ciertos años.

Adicionalmente, debido a la existencia de fuentes alternativas disponibles se propone considerar el promedio de Morningstar (1926-2012) y de Damodaran (1928-2012). Del informe de Ibbotson<sup>8</sup>, el premio por riesgo de mercado es de 6.70%. En el caso de Damodaran el valor es el informado por la ASEP (5.88%). El promedio resultante es de 6.289%.

Finalmente, se señala que el valor considerado por la OFGEM en la última revisión tarifaria de transmisión fue 5.25%.

#### Tasa riesgo país

La ASEP propone calcular la tasa de riesgo país como el promedio de los últimos 12 meses del EMBI+ publicado por JP Morgan. Para este cálculo considera el período marzo 2012-febrero 2013, obteniendo una tasa de 1.526%.

En virtud de lo anterior se solicita a la ASEP, se actualice la información hasta julio 2013, el cual presenta un promedio del EMBI+ para el período agosto 2012-julio 2013 de 1.491%, tal como se observa en la siguiente tabla:

<sup>8</sup> 2013 Ibbotson SBBI Risk Premia Over Time Report. Estimates for 1926-2012.

Cuadro No. 9  
Riesgo País Panamá (EMBI+ de JP Morgan)

Período	EMBI+
12-ene	1.995
12-feb	1.834
12-mar	1.572
12-abr	1.562
12-may	1.769
12-jun	1.963
12-jul	1.853
12-ago	1.437
12-sep	1.361
12-oct	1.268
12-nov	1.382
12-dic	1.344
13-ene	1.29
13-feb	1.507
13-mar	1.589
13-abr	1.513
13-may	1.43
13-jun	1.851
13-jul	1.915
Promedio Mar 12-feb 13	1.526
Promedio Ago 12-Jul 13	1.491

#### Costo de la deuda

#### Tasa libre de riesgo

#### Comentario de ETESA:

La ASEP propone considerar el promedio de los últimos 12 meses de los rendimientos de los “Treasury Notes” a 5 años, obteniendo un valor de 0.76%.

Se considera que el empleo del bono a 5 años de los EEUU no es adecuado, por los siguientes motivos:

- No es consistente con el período de maduración utilizado para el activo libre de riesgo en el caso del capital propio. La selección de los instrumentos financieros que serán empleados para modelar los retornos esperados de los activos, debe guardar consistencia con las hipótesis iniciales sobre las que se asienta el análisis. Este es el criterio seguido por otros reguladores de la región (Brasil y Guatemala).
- La selección del instrumento debe guardar consistencia con los plazos medios a los que se endeudaría la empresa ideal. Desde esta perspectiva, no parece óptimo que el período de maduración al que se endeude una empresa ideal en el mercado de transmisión eléctrico sea solamente cinco años, toda vez que, los activos involucrados en la prestación del servicio llevan implícito un período de recuperación del capital mucho mayor. Por ejemplo, ETESA mantiene en la actualidad 4 préstamos, todos con maduración superior al bono de 5 años:
  - Maduración 12 años: Préstamo Banco Nacional de Panamá (2006-2018)
  - Maduración 20 años: Préstamo BID 1113-OC-PN (2000-2020)
  - Maduración 25 años:
    - Préstamo BID 1002-OC-PN (2002-2027)
    - Préstamo BID 2024-OC-PN (2008-2033)

En virtud de lo anterior, se propone considerar el rendimiento de bonos con una maduración intermedia entre el bono a 5 años propuesto por la ASEP y el bono a 30 años (considerado en el cálculo del costo del capital propio), tal como sería el bono a 20 años. Se propone que el período considerado abarque los últimos cinco años (agosto 2008-julio 2013).

**Cuadro No. 10**  
**Rendimiento de los bonos a 20 años de Estados Unidos**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	4.35	3.46	4.5	4.28	2.7	2.68
Febrero	4.49	3.83	4.48	4.42	2.75	2.78
Marzo	4.36	3.78	4.49	4.27	2.94	2.78
Abril	4.44	3.84	4.53	4.28	2.82	2.55
Mayo	4.6	4.22	4.11	4.01	2.53	2.73
Junio	4.74	4.51	3.95	3.91	2.31	3.07
Julio	4.62	4.38	3.8	3.95	2.22	3.31
Agosto	4.53	4.33	3.52	3.24	2.4	
Septiembre	4.32	4.14	3.47	2.83	2.49	
Octubre	4.45	4.16	3.52	2.87	2.51	
Noviembre	4.27	4.24	3.82	2.72	2.39	
Diciembre	3.18	4.4	4.17	2.67	2.47	
<b>Promedio agosto 2008- julio 2013:</b>	<b>3.538</b>					

De esta manera, la tasa libre de riesgo para el cálculo del costo de endeudamiento es de 3.538%.

Tasa riesgo país: Se considera apropiada la propuesta de la ASEP de considerar la misma tasa empleada en el cálculo del capital propio.

Se solicita se actualiza la información hasta julio 2013, que arroja un promedio del EMBI+ para el período agosto 2012-julio 2013 de 1.491%.

Spread por default: La ASEP propone utilizar como “spread” por “default” los valores de “spreads” de los bonos corporativos para las “Utilities” que proporciona Reuters considerando una calificación crediticia BBB. El valor de este “spread” para el 28 de febrero de 2013 es de 1.23%.

Se solicita, al igual que en el caso de la tasa de riesgo país, se debe considerar al menos el promedio de los últimos 12 meses.

Comentarios de ETESA:

Adicionalmente, y en consonancia con la madurez propuesta para el bono considerado para el cálculo de la tasa libre de riesgo (UST20), se propone considerar el “spread” de bonos corporativos con madurez similar. Dado que no se dispone del “spread” para bonos a 20 años, se propone considerar el promedio de los “spreads” de bonos a 10 y 30 años. Este promedio para el período agosto 2012-julio 2013 es de 181.6 puntos, es decir, 1.816%.

Cuadro No. 11  
Premio por Riesgo Crediticio. Reuters Corporate Spreads for Utilities.  
Calificación BBB

Período	5 yr	10 yr	30 yr
2012-08	207	218	239
2012-09	195	211	232
2012-10	183	204	225
2012-11	138	197	218
2012-12	123	153	188
2013-01	127	149	185
2013-02	126	148	182
2013-03	120	144	181
2013-04	119	142	179
2013-05	117	140	177
2013-06	116	141	181
2013-07	116	142	182
<b>Promedio Ago 12-Jul 13</b>	<b>140.6</b>	<b>165.8</b>	<b>197.4</b>
<b>Promedio spread bonos 10 y 30 años</b>		<b>181.6</b>	

Fuente: BondsOnline Group, Thompson Reuters

#### Comentarios de ETESA:

La ASEP, a partir de los parámetros calculados previamente, calcula las tasas reales y nominales antes y después de impuestos.

Con respecto a la tasa real antes de impuestos, se considera que existe un error en la fórmula aplicada. Si bien la ASEP no explicita la fórmula empleada se deduce que empleó la siguiente:

$$WACC_{real,antes} = \frac{WACC_{real,después}}{1 - t}$$

Donde:

$WACC_{real,antes}$ : es la WACC real antes de impuestos

$WACC_{real,después}$ : es la WACC real después de impuestos

$t$ : es la tasa de impuesto a la renta en Panamá.

El procedimiento correcto consiste en ajustar por inflación la tasa nominal antes de impuestos:

$$WACC_{real,antes} = \frac{(1 + WACC_{nominal,antes})}{1 + \pi} - 1$$

Donde:

$WACC_{nominal,antes}$ : es la WACC nominal antes de impuestos

$\pi$ : es la tasa de inflación de los Estados Unidos de América.

La tabla siguiente presenta los parámetros y las tasas reales antes y después de impuestos que se obtienen en los siguientes 3 escenarios:

- Propuesta inicial de la ASEP.
- Propuesta inicial de la ASEP corrigiendo la fórmula de cálculo de la tasa real antes de impuestos.
- Cálculo obtenido a partir de las modificaciones propuestas en estos comentarios.

Cuadro No. 12

	Propuesta ASEP	ASEP corregida	Propuesta ETESA
Tasa Libre de Riesgo	2.85%	2.85%	3.73%
Beta Equity Panama	0.746	0.746	0.853
Prima Riesgo Mercado	3.15%	3.15%	6.29%
Riesgo País	1.53%	1.53%	1.49%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>6.72%</b>	<b>6.72%</b>	<b>10.59%</b>
Tasa Libre de Riesgo	0.76%	0.76%	3.54%
Prima por Riesgo País	1.53%	1.53%	1.49%
Spread Adicional	1.23%	1.23%	1.82%
<b>Tasa Endeudamiento antes de Impuestos</b>	<b>3.52%</b>	<b>3.52%</b>	<b>6.84%</b>
Tasa Marginal Impuesto	0.3	0.3	0.3
<b>Tasa Endeudamiento después de Impuestos</b>	<b>2.46%</b>	<b>2.46%</b>	<b>4.79%</b>
D/(D+E)	50.00%	50.00%	50.00%
E/(D+E)	50.00%	50.00%	50.00%
<b>WACC Nominal después de Impuestos</b>	<b>4.59%</b>	<b>4.59%</b>	<b>7.69%</b>
<b>WACC Nominal antes de Impuestos</b>	<b>6.56%</b>	<b>6.56%</b>	<b>10.99%</b>
Tasa Inflación EEUU Largo Plazo	1.98%	1.98%	1.98%
<b>WACC Real después de Impuestos</b>	<b>2.56%</b>	<b>2.56%</b>	<b>5.60%</b>
<b>WACC Real antes de Impuestos</b>	<b>3.66%</b>	<b>4.49%</b>	<b>8.83%</b>

Comentario No.1: según cálculos del WACC

Debido a que la tasa real antes de impuestos se encuentra comprendida entre los límites estipulados por la Ley N° 6 de 1997, se considera que la tasa razonable de rentabilidad debe ser de 8.834%.

Comentario No. 2: según lo establece la Ley No.6 de 1997

Se calcula el límite inferior y límite superior en la banda, no logramos ubicar los fundamentos con las que la ASEP tomó el límite inferior como Tasa de Rentabilidad. En este caso es recomendable la utilización del promedio, siendo este 10.058%, así:

Cuadro No. 13  
Banda resultante según Ley N° 6

Banda Resultante		Promedio
Límite inferior	Límite superior	
8.058%	12.058%	10.058%

Si tomamos en cuenta el promedio de la banda resultante según la Ley 6 la rentabilidad promedio es 10.05% superior a la propuesta por la ASEP de 7.85%.

### CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

#### 1. Elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido por la Actividad de Transmisión

En la sección 1 del Anexo A que describen los elementos para el cálculo del IMP. Allí se sintetizan los aspectos más relevantes para el cómputo del IMP, a saber:

- **Base de Capital para el período 2013-2017**  
Se solicita a la ASEP reconsidere lo expuesto en la Nota ETE-DAL-139-2012, referente a la aplicación de los ajustes en la base de capital de ETESA para el periodo 2001-2004, que impacta significativamente la base de capital del 2012 con una reducción de B/.5.3 millones.
- **Tasa de Depreciación**  
Para el Modelo del IMP periodo 2013-2017, en la pestaña que corresponde a Activos, en el cuadro de Activos Reconocidos, en la fila (C25:H25), la cual corresponde a la depreciación Anual de las Inversiones, no vemos incorporado en sus cálculos, la depreciación de las Incorporaciones parciales, tal como aparece en el modelo del IMP 2009-2013, es necesario que se indique el procedimiento tomado para no tomar en consideración estos cálculos.
- **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para el período.** Los cálculos de ETESA son un 38% superior a los de ASEP. El 49% de la diferencia entre ASEP y ETESA (que alcanza los B/. 208 millones) se debe a las diferencias en evaluaciones de las líneas del Sistema Principal y 36% por las subestaciones del SPT.

#### Comentarios de ETESA:

- Para el cálculo del VNR de las instalaciones eficientes, se tuvo en cuenta que, el valor contable de los activos de Planta General no superen el 10% de los Activos Eléctricos (art. 186 del RT). El promedio de los cocientes para el período es del 7,6%.
- El VNR inicial para equipos de comunicaciones se estima a partir de su valor contable incrementado en 52% que es la relación entre el VNR del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el valor de libro del SPT. Este valor se adiciona al VNR del SPT.
- La línea en 230 kV “Veladero-Llano Sánchez–Chorrera–Panamá” es construida mediante un mecanismo de “leasing”, y dado que la Operación y Mantenimiento de la misma estará a cargo de ETESA, se incorpora en el VNR a partir de su entrada en operación, estimada en el Plan de Inversión para ingresar en el año 2016.

Al no ser incorporada a la base de capital no remunera rentabilidad ni depreciación. Una vez se cumpla los 10 años cuál será el procedimiento para su traspaso a la base de capital.

Se solicita a la ASEP presentar justificación de los costos unitarios y la fuente de datos que emplea para el cálculo del VNR.

## 2. Sistema Principal de Transmisión

El IMP del SPT para la revisión 2013-2017 está compuesto por dos categorías: 1) IMP del Equipamiento Principal que remunera OyM, Administración, Depreciación, Rentabilidad del Capital y Generación Obligada (GA); y 2) IMP del Equipamiento asociado totalmente a la Demanda (línea en 230 kV Veladero-Panamá, adquirida por medio de *leasing*) que incluye costos de OyM, administración y recuperación de los gastos asociados al pago de la cuota del *leasing*.

Los aspectos a tener en cuenta en el cómputo con referencia a este punto son:

- **Valuación de la Base de Activos inicial:**
  - **Ajuste montos reconocidos por servidumbre.** En el cuadro No. 15 de la propuesta a la Consulta Pública del IMP, no se muestra a detalle al tratamiento al tema de adquisición de servidumbre, ejemplo en el cuadro No.21 en inversiones ejecutadas indican un monto de B/.35,308,796.00 en tanto que en el cuadro No. 17 (b) referente a las capitalizaciones 2009-2012 para el SPT, muestran capitalizaciones por B/.31,592,249.00, la diferencia en el total de ambos cuadros es de B/.3,716,546.00, en el renglón de servidumbre. En tanto en el modelo se reconoce en servidumbre B/.2,462,777.00.

Se solicita un detalle del análisis.

- **Activos brutos eficientes (VNR).** ASEP alega que la evolución del VNR asociado a estos activos se efectuó a partir de: a) VNR período anterior; b) incorporaciones realizadas en el período 2009-2012; c) variaciones de costos 2008-2012 y d) base de costos de instalaciones propias. En particular, en el modelo no se hallan indicios de los últimos dos.

En la hoja de cálculo “VNR Líneas” del modelo de cálculo se observa que la ASEP tomó un valor uniforme para actualizar el costo de la línea por km e igual a un incremento del 18,7% entre 2009 y 2012 salvo para dos ítems de las líneas de 230 kV de doble circuito. En el modelo no se encuentra la memoria de cálculo por este concepto.

- **Cargos por Uso del SPT**

La Ley 45 de 2004, en el Capítulo III, Artículo 9, establece que los sistemas de centrales de mini-hidroeléctricas con capacidad de 10 MW o menos y los primeros 10MW de las centrales con capacidad instalada de hasta 20 MW, no estarán sujetos a ningún cargo por distribución ni transmisión. Adicionalmente, la Ley 45, señala que los mismos no deben ser traspasados a los usuarios.

Aprovechar el potencial hídrico del país, aumentar la confiabilidad del sistema interconectado nacional y brindar mayor cobertura de energía, exonerando el 100% de los cargos de distribución, transmisión asociados a la operación y mantenimiento de las mini hidroeléctricas entre 5 y 10 MW, normados por la Ley 45 de agosto del 2004, representa una reducción de ingresos a ETESA que puede afectar la ejecución del Plan de Expansión.

Con base en los cargos aprobados vigentes y a través de la aplicación de la metodología de cálculo del IMP establecida por el Regulador, el análisis efectuado por ETESA para el periodo tarifarios 2009-2013 y lo previsto para el 2013-2017, impactan negativamente el flujo de ingreso de la empresa, por ingresos no facturados de B/.25.268,360 de la siguiente manera:

Periodo Tarifario	Ingresos no facturados por aplicación de la Ley 45		TOTAL (En Miles de Balboas)
	CUST	SOI	
Segundo (2001-2005)	-	-	-
Tercero (2005-2009)	-	-	-
Cuarto (2009-2013)	5,131.96	28.83	5,160.80
Prevista no inyectada al sistema	1,034	9.37	1,043.09
Previsto (2013-2017)	12,037.81	99.41	12,137.22
Previsto (2013-2017 minihidro del 2009-2013)	6,881.67	45.58	6,927.25
<b>TOTAL</b>	<b>25,085.17</b>	<b>183.20</b>	<b>25,268.36</b>

Actualmente el Estado a través del Ministerio de Economía y Finanzas reconoce a ETESA mediante convenios el costo de inversión de las Sub Estaciones Estratégicas, obras requeridas para la interconexión de la mayoría de los proyectos amparados por la Ley 45. En el IMP de ETESA estas inversiones no son reconocidas, sin embargo; ETESA tendrá que asumir en su momento la reposición de las mismas.

Se solicita a la ASEP, tomar medidas que mitiguen la reducción de ingresos no facturados, a lo cual ETESA sugiere se considere las siguientes opciones

1. Que la ASEP como autoridad reguladora revise con la Secretaria Nacional de Energía el mecanismo adecuado que compense la aplicación de la Ley 45, sin perjuicio de los ingresos de ETESA.
2. Que se reconozcan los costos de depreciación de los activos de las subestaciones estratégicas, acogiéndose a lo que indica el Reglamento de Transmisión en el Anexo A, Artículo 177 acápite (d) Costos adicionales justificados.

### 2.1.1-Base de Capital al 31 de diciembre de 2008

#### Comentarios de ETESA:

En relación a la aplicación de los ajustes en la base de capital de ETESA para el periodo 2001-2004.

El Capítulo IX.2 del Reglamento de Transmisión define la metodología de cálculo de los ingresos permitidos por la actividad de transmisión; siendo una de las variables principales de la fórmula, el valor bruto de los activos fijos a costo original.

Contablemente, la base de capital está conformada por los activos fijos brutos registrados en sus libros. Es decir, al final de cada año calendario, los activos fijos brutos de una empresa, estarán en función a los activos fijos brutos del año anterior más los proyectos de inversión capitalizados durante el año de estudio (adiciones), menos los retiros.

A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Transmisión, mediante Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005, y bajo el fundamento de lo establecido en el Artículo 101 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, durante la elaboración del Pliego Tarifario del periodo 2005-2009 y 2009-2013, aplicó ajustes en la base de capital de ETESA; afectando así la remuneración en concepto de Depreciación (DEP%) y Rentabilidad (RRT%) de la empresa.

ETESA, no encuentra asidero jurídico a la aplicación de esta reducción tarifaria para el periodo 2001-2004, más que la propia facultad discrecional del Regulador. Por ello, consideramos oportuno hacer esta solicitud para que no se siga aplicando la reducción, basados en que dichos parámetros fueron aprobados en una Resolución del año 2005, los cuales no contemplaban una metodología de cálculo para el periodo en mención, ni su aplicación retroactiva.

De acuerdo a los análisis efectuados por ETESA, los ajustes a la base de capital, realizados para el periodo 2001-2004, impactaron negativamente a la empresa de la siguiente manera:

- Reducción del costo original en US\$5,966,878.00 divididos en US\$597,616.00 y US\$5,369,262.0 de activos de Conexión y Sistema Principal respectivamente.

Periodo	Costo original de transmisión (SPT + Conex.)	Costo original ajustado por ASEP (SPT + Conex.)
Al 31 de dic. 2004	US\$258,999,655.00	US\$253,032,777.00

- Reducción del costo neto en US\$4,009,443.61, divididos en US\$521,330.46 y US\$3,488,113.15 de activos de Conexión y Sistema Principal respectivamente.

Periodo	Costo neto de transmisión (SPT + Conex.)	Costo neto ajustado por ASEP <sup>(*)</sup> (SPT + Conex.)
Al 31 de dic. 2004	US\$150,441,300.00	US\$146,431,856.01

Ante esta situación, ETESA, presentó una reconsideración a la Resolución JD-5393 del 4 de julio de 2005, indicando a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos que el ajuste de eficiencia de los activos es exclusivo para la determinación de los costos eficientes que se utilizan para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración reconocidos a los activos del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema de Conexión, y que en ningún momento aplican para la determinación de los valores bruto y neto de dichos activos.

El sustento jurídico de ETESA se ampara en lo dispuesto en el Artículo No. 101 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 que dice: *“Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas, deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original”*.

En virtud de lo anterior, nuevamente ETESA, ante su decisión expresada en la Resolución JD-2718 Elec del 30 de junio 2009, le reitera al Regulador su posición frente al reconocimiento de las inversiones a costo original, obteniendo la misma respuesta que la planteada por el Regulador en el año 2005.

Siendo así, salvo mejor criterio legal, esta empresa considera que la aplicación retroactiva de una norma no vigente al periodo tarifario 2001-2004, ha originado que ETESA deje de percibir los siguientes ingresos:

Cuadro No. 14  
(En miles de balboas)

Periodo Tarifario	Ingresos dejados de percibir (.e) en concepto de Depreciación (DEP%)	Ingresos dejados de percibir (.e) en concepto de Rentabilidad (RRT%)	Ingresos estimados dejados de percibir (SPT y Conexión)
Tercero (2005-2009)	US\$896.05	US\$1,992.05	US\$2,888.10
Cuarto (2009-2013)	US\$768.71	US\$1,690.11	US\$2,458.82
Total	US\$1,664.76	US\$3,682.16	US\$5,346.92

Visto lo anterior, es nuestro mayor interés que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, para las próximas revisiones tarifarias no aplique el Artículo 177 del Reglamento de Transmisión aprobado en el año 2005, al periodo comprendido entre los años 2001 al 2004.

### 2.1.2 Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2012

- Comentario de ETESA: Terreno

El costo del proyecto L/T 115KV COLON – CÁCERES por B/.69,862.36, corresponde a la categoría de SERVIDUMBRE L/T 115KV COLON – CÁCERES, contablemente se hará la corrección para reclasificar al activo que le corresponde.

En cuanto al costo del proyecto S/E CHIRIQUI GRANDE, por B/.8,846.62, corresponde a la categoría de SERVIDUMBRE, contablemente se hará la corrección para reclasificar al activo que le corresponde.

Se solicita considerar la corrección del activo, ETESA está en el proceso de corregir contablemente este registro.

- Comentario de ETESA. Servidumbre

Al revisar las capitalizaciones tomadas en cuenta por la ASEP para el cálculo del IMP vemos que existen diferencias respecto a las presentadas por ETESA. Se muestra en el cuadro N°15 las capitalizaciones consideradas en el cálculo por la ASEP por B/. 51, 756,656 para el periodo 2009-2012.

Cuadro No. 15  
**Capitalizaciones Según ASEP**

CAPITALIZACIONES (ADICIONES) PARA EL PERIODO 2009-2012					
SEGÚN ASEP					
SISTEMA PRINCIPAL	2009	2010	2011	2012	Total
TERRENOS	0	60,413	0	78,709	139,122
EDIFICIOS Y MEJORAS	0	1,011,803	0	288,762	1,300,565
CAMINOS Y SENDEROS	0	149,679	0	137,820	287,499
SERVIDUMBRE	0	1,002,623	0	2,462,777	3,465,400
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	0	255,826	0	48,000	303,826
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	0	0	0	0	0
EQUIPO DE SUBESTACIONES	84,113	1,072,997	0	10,488,548	11,645,659
TORRES Y ACCESORIOS	0	7,937,144	155,223	4,627,620	12,719,987
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	0	3,450,335	1,010,977	7,681,612	12,142,924
EQUIPO MECANICO	0	0	0	0	0
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	0	326,425	0	694,555	1,020,980
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	0	2,278,573	0	3,851,982	6,130,555
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	39,602	943,329	373,155	1,231,865	2,587,951
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	9,560	0	0	0	9,560
<b>SUB TOTAL</b>	<b>133,276</b>	<b>18,489,146</b>	<b>1,541,985</b>	<b>31,592,249</b>	<b>51,756,656</b>

En el cuadro N°16. Se presentan las inversiones capitalizadas por ETESA. Se puede observar que existen diferencias en los años 2010 y 2012. Para el 2010 la diferencia está en el renglón de Conductores aéreos y accesorios (B/.504,105,000.00). Para el 2012 la diferencia está en el renglón Servidumbre (B/.3, 716,546).

Cuadro No. 16  
Capitalizaciones ETESA. Periodo 2009-2012

CAPITALIZACIONES (ADICIONES) PARA EL PERIODO 2009-2012					
ETESA-SEGÚN ESTADOS FINANCIEROS AL 31-DIC-2012					
SISTEMA PRINCIPAL	2009	2010	2011	2012	Total
TERRENOS	0	60,413	0	78,709	139,122
EDIFICIOS Y MEJORAS	0	1,011,803	0	288,762	1,300,565
CAMINOS Y SENDEROS	0	149,679	0	137,820	287,499
SERVIDUMBRE	0	1,002,623	0	6,179,323	7,181,946
EQUIPO ELÉCTRICO AUXILIAR	0	255,826	0	48,000	303,826
EQUIPO ELÉCTRICO MISCELÁNEO	0	0	0	0	0
EQUIPO DE SUBESTACIONES	84,113	1,072,997	0	10,488,548	11,645,659
TORRES Y ACCESORIOS	0	7,937,144	155,223	4,627,620	12,719,987
CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS	0	3,954,440	1,010,977	7,681,612	12,647,029
EQUIPO MECANICO	0	0	0	0	0
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	0	326,425	0	694,555	1,020,980
TRANSFORMADORES DE LÍNEAS	0	2,278,573	0	3,851,982	6,130,555
EQUIPO DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	39,602	943,329	373,155	1,231,865	2,587,951
HERRAMIENTAS ESPECIALIZADAS	9,560	0	0	0	9,560
<b>SUB TOTAL</b>	<b>133,276</b>	<b>18,993,251</b>	<b>1,541,985</b>	<b>35,308,796</b>	<b>55,977,307</b>
<b>SEGÚN ASEP</b>	<b>133,276</b>	<b>18,489,146</b>	<b>1,541,985</b>	<b>31,592,249</b>	<b>51,756,656</b>
<b>DIFERENCIA</b>	<b>0</b>	<b>504,105</b>	<b>0</b>	<b>3,716,546</b>	<b>4,220,652</b>

En el cuadro siguiente N°17 podemos ver el detalle de la capitalización del renglón conductores aéreos y accesorios de ETESA durante el 2010 y en el cuadro N°18 el detalle de la capitalización del renglón SERVIDUMBRE para el año 2012.

Para el año 2010 se está dejando de reconocer B/. 504, 105 en concepto de conductores aéreos y accesorios. Por otro lado, el monto reconocido para el renglón SERVIDUMBRE es de B/. 2, 462,777 a diferencia del monto indicado en el estado financiero final auditado el por la suma de B/. 6, 179,323. Es decir que se está dejando de reconocer B/. 3, 716, 546

Cuadro N°17.

## Capitalizaciones del Renglón Conductores. Año 2010.

CAPITALIZACIONES 2010					
CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN	COSTO INICIAL	DEPRECIACIÓN	VALOR NETO
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Cable de Guarda tipo AWG/AW 7 No.8 13 kilometros	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	88,581.33	1054.53	87,526.80
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Cable OPGW 38F54s 13 Kilometros	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	270,851.56	3224.42	267,627.14
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Conductor de acero cobrizado tramo 3	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	80,099.35	953.56	79,145.79
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Conductor tipo Acar 750-13 Kilometros de un circuito	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	635,091.94	7560.61	627,531.33
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Herrajes, Aisladores, etc. tramo 3	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	203,398.69	2421.41	200,977.28
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Cable de Guarda tipo AWG/AW 7 No.8 140 kilometros	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	117,661.20	0	117,661.20
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Cable OPGW 17A45z-242 (5817) 140 Kilometros	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	359,424.15	0	359,424.15
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Conductor de acero cobrizado	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	104,433.42	0	104,433.42
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Conductor tipo Acar 750-140 Kilometros de un circuito	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	841,639.52	0	841,639.52
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	Herrajes, Aisladores, etc.	C-4-L-2003-01 - L/T 230KV FORTUNA CHANGUINOLA - FRONTERA	263,910.70	0	263,910.70
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS (S/E CHANGUINOLA)	C-4-S/E-2003-04A S/E CHANGUINOLA Y FORTUNA	229,865.89	2189.19	227,676.70
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	CONDUCTORES, CABLES Y ACCESORIOS (S/E FORTUNA)	C-4-S/E-2003-04A S/E CHANGUINOLA Y FORTUNA	255,376.78	2432.15	252,944.63
CONDUCTORES, CABLES, PARRARAYOS Y ACCESORIOS	CONDUCTORES	CONVENIO ACP - ETESA / AFECTACION TORRES DEL CANAL	504,105.23	13202.75	490,902.48
<b>TOTAL</b>			<b>3,954,439.76</b>	<b>33,038.62</b>	<b>3,921,401.14</b>

Cuadro N°18  
Capitalizaciones del Renglón Servidumbre. Año 2012.

CAPITALIZACIONES 2012						
Categoría	Descripción	Proveedor	Numero de FACTURA	Costo Inicial	Dep Acumulada	NETO
SERVIDUMBRE	Servidumbre para el circuito 230-30 94km	FORTALECIMIENTO 2° CIRCUITO L/T 230KV GUASQUITAS-CHANGUINOLA-REFUERZO CHANG 75 BID_2024	C-4-L-2010-01	3,672,463.23	69951.68	3,602,511.55
SERVIDUMBRE	Servidumbre para el circuito 230-29 44km	FORTALECIMIENTO 2° CIRCUITO L/T 230KV GUASQUITAS-CHANGUINOLA-REFUERZO CHANG 75 BID_2024	C-4-L-2010-01	1,726,767.35	32890.8	1,693,876.55
SERVIDUMBRE	Servidumbre de Guasquitas - Panamá 2	L/T 230 KV GUASQUITAS-PANAMÁ 2	C-4-L-2002-03-FIN	420,399.63	36034.23	384,365.40
SERVIDUMBRE	Servidumbre del Tramo 2	GOTOS RELACIONADOS CON LA GESTION AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PROYECTO	C-4-L-2003-01-SERVID	359,693.27	149764.42	209,928.85
<b>TOTAL</b>				<b>6,179,323.48</b>	<b>288,641.13</b>	<b>5,890,682.35</b>

- No encontramos respuesta en el documento de Consulta Pública que explique porqué no es considerado en el renglón de servidumbre los B/.3, 716, 546.

Se solicita detalle del análisis considerando esta diferencias

- Las diferencias entre 2010 y 2012 en la línea "Diferencia" del Cuadro 2 se explican por la omisión de servidumbres, pero la variación entre 2009 y 2010 no puede atribuirse sólo a las diferencias en la capitalización de conductores, existen otros elementos que generan la diferencia.

- Se solicita mayor explicación de dónde surge esta diferencia.

- Comentario de ETESA pagos en concepto de servidumbre

El incremento en los costos de los terrenos a nivel nacional en vista del "Boom Inmobiliario" observado a partir del año 2008, la falta de un barrido catastral que permita la identificación de costos promedio de los predios, la alta expectativa de los moradores respecto a los beneficios directos que deben recibir sus comunidades en concepto de compensación por los perjuicios causados en el establecimiento de la servidumbre, las posibles limitaciones en facilidades crediticias y la alta posibilidad de retrasos en la ejecución de proyectos debido a la férrea oposición de los moradores al

proyecto de no atenderse sus demandas sociales, son algunos de los muchos factores que inciden en los costos para la adquisición de la servidumbre.

Dado lo anterior, en los casos que no se puede llegar a acuerdo directamente con los propietarios, se ha tenido que dirimir los casos ante la ASEP, quien ha resuelto a favor de los afectados montos superiores a los que se establecen en el Pliego Tarifario como puede constatarse en las siguientes resoluciones:

AN No. 6405 por	B/.1,812,000.00	de 30 de julio 2013
AN No. 5860 por	B/. 575,000.00	del 9 de enero de 2013.
AN No. 5846 por	B/. 125,691.31	de 31 de diciembre de 2012
AN No. 5861 por	B/. 50,000.00	de 9 de enero 2013

Se puede corroborar que el valor reconocido por el Regulador de B/.35,000/km en el Pliego tarifario Vigente no permite que la empresa recupere los costos reales pagados, ni representa una medida de eficiencia explícita.

Se solicita a la ASEP, reconsidera los montos de remuneración B./km, y se reconozca los costos reales en los que ETESA incurre tanto para compensaciones como indemnizaciones.

#### Comentario de ETESA:

En el Anexo A página No.16, la ASEP presenta los valores considerados como eficientes para las actividades de Diseño (3%), Ingeniería (4%), Administración (4%) e Inspección (5%). Este último punto, Inspección, fue aumentado de 3% que se tenía aprobado en el año 2009 a 5%.

En el Reglamento Transmisión de diciembre/2012, el ítem de inspección fue ajustado de 3% a 5%, por lo que es necesario recalcular los costos de los proyectos de inversiones considerados en el período 2013 – 2017, para ajustar el monto en +2% en cada proyecto de modo que esto sea reconocido en el IMP. Como se indica en la siguiente tabla:

Cuadro No. 19

## INVERSIONES PROYECTADAS 2013 - 2017

	DESCRIPCION	Año de Finalización	Costo (Miles de B/.)	Nuevo Costo con 5% Inspección (Miles de B/.)
1	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>		<b>213,035</b>	<b>220,325</b>
2	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	2014	20,301	20,604
3	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	2014	15,476	15,701
4	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	2014	2,923	2,970
5	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	2014	1,902	1,933
6	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	2014	10,634	10,803
7	CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMA 115 KV	2014	1,753	1,781
8	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	2014	1,659	1,659
9	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV	2015	28,928	29,360
10	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	2015	23,610	23,957
11	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	2015	3,377	3,431
12	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	2015	1,941	1,972
13	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	2014	1,000	1,000
14	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	2014	3,007	4,992
15	TORRES DE EMERGENCIA	2014	264	264
16	ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	2014	10,432	10,599
17	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	2015	9,797	9,954
18	TRANSFORMADOR MOVIL DE RESERVA	2015	4,595	4,595
19	S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES	2017	10,636	10,806
20	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE	2017	8,194	8,316
21	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	2017	5,318	5,403
22	S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE	2017	5,318	5,403
23	S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE	2017	5,318	5,403
24	NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KV	2017	14,022	16,632
25	LINEA TELFER - PANAMA III 230 KV	2017	44,685	45,186
26	SUBESTACION PANAMA III 230 KV	2017	27,174	27,565
<b>INVERSIONES PROYECTADAS 2013 - 2017</b>				
27				
28	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO</b>		<b>181,545</b>	<b>184,142</b>
29	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV	2016	146,440	148,481
30	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	2016	114,972	116,509
31	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	2016	6,932	7,042
32	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	2016	10,372	10,538
33	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	2016	10,372	10,538
34	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	2016	3,792	3,854
35	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR	2016	14,606	14,838
36	SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR	2016	20,499	20,823
37				
38	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>		<b>7,202</b>	<b>7,323</b>
39	REPOCISIÓN DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	2013	633	644
40	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	2013	71	72
41	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	2014	159	161
42	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	2014	121	123
43	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	2015	481	489
44	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	2015	548	558
45	AMPLIACIÓN DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	2015	2,580	2,623
46	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	2014	191	194
47	REPOSICION DE RECTIFICADORES	2017	609	619
48	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	2015	1,415	1,438
49	REPOSICION DE CROSCONECTORES	2014	162	164
50	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	2014	41	42
51	REPOSICION DE TORRES	2015	131	133
52	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	2017	60	61

INVERSIONES PROYECTADAS 2013 - 2017				
53				
54	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>		<b>24,085</b>	<b>24,455</b>
55	<b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>		<b>16,633</b>	<b>16,888</b>
56	REPOSICION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	2014	48	49
57	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	2013	45	46
58	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	2015	1,029	1,046
59	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	2014	522	531
60	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	2014	1,579	1,604
61	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	2015	1,053	1,070
62	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	2015	71	72
63	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	2015	309	313
64	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	2015	370	375
65	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	2015	31	32
66	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	2015	320	325
67	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	2015	604	613
68	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	2015	9,171	9,308
69	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	2014	921	935
70	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	2014	155	157
71	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	2014	59	60
72	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	2015	346	351
73	<b>REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>		<b>7,452</b>	<b>7,567</b>
74	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2017	2,413	2,449
75	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	2016	3,863	3,924
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	2016	147	149
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	2016	303	307
78	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	2017	127	129
79	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	2016	18	19
80	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	2017	213	216
81	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	2016	368	373
<b>INVERSIONES PROYECTADAS 2013 - 2017</b>				
82				
83	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>		<b>23,282</b>	<b>23,282</b>
84	EDIFICIO-ETESA	2015	11,300	11,300
85	EQUIPO DE INFORMATICA	2017	9,477	9,477
86	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	2017	2,505	2,505
87				
88	<b>PLAN ESTRATEGICO</b>		<b>26,497</b>	<b>26,930</b>
89	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	2015	8,412	8,554
90	S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	2015	18,085	18,376
91				
92	<b>TOTAL</b>		<b>475,646</b>	<b>486,457</b>
<b>INVERSIONES PROYECTADAS 2013 - 2017</b>				
	<b>DESCRIPCION</b>	<b>Año de Finalización</b>	<b>Costo (Miles de B/.)</b>	<b>Nuevo Costo con 5% Inspección (Miles de B/.)</b>
<b>SISTEMA DE CONEXIÓN</b>				
1	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	2014	9,580	7,797
2	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	2013	4,123	4,185
3	ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	2013	4,203	4,266
4	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	2015	4,069	4134
5	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	2015	4,069	4134
6	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	2015	174	176
7	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	2014	155	157
8	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	2014	121	123
9	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	2014	121	123
10	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	2015	428	434
11	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	2016	95	97
12	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	2016	141	143
13	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	2017	48	49
14	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	2014	88	89
15	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	2015	95	97
16	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	2016	44	44
17	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	2014	809	821
	<b>TOTAL</b>		<b>28,363</b>	<b>26,869</b>
	<b>TOTAL</b>		<b>504,009</b>	<b>513,326</b>

Adjunto los Cuadros No., 22 y No. 33 de la ASEP del Anexo A, incluye una columna con el costo de los proyectos aumentando la Inspección a 5%. En total aumenta como B/. 9.3 Millones.

#### Comentario de ETESA:

Con respecto al Cuadro No. 22 solicitamos se corrija:

1. El total del Cuadro No. 22 de la ASEP está equivocado, en lugar de B/. 389,765 el total es B/. 475,646 2. Con relación a la Subestación El Higo, la misma tiene una

parte del costo como Sistema Principal de Transmisión y otra como Conexión. El monto de cada uno de estos estaba equivocado, aunque el total es el correcto. Se hizo la corrección de los montos correspondientes a SPT y Conexión, con el ajuste del 5% de Inspección, el monto de SPT aumenta, mientras que disminuye el monto de Conexión.

- El costo del proyecto Nueva Línea Bahía Las Minas - Panamá 115 KV se corrigió, aumentando el costo de las torres, ya que como esta línea tendrá un conductor mayor (1200 ACAR) que los empleados normalmente para líneas de 115 KV (636 ACSR) las torres deberán ser más fuertes, para resistir mayor peso, lo que incrementa el costo de esta línea.

Cuadro No. 20

Cuadro No. 33 Inversiones Proyectadas 2013 - 2017				
	DESCRIPCION	Año de Finalización	Costo (Miles de B/.)	Nuevo Costo con 5% Inspección (Miles de B/.)
<b>SISTEMA DE CONEXIÓN</b>				
1	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	2014	9,580	7,797
2	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	2013	4,123	4,185
3	ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	2013	4,203	4,266
4	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	2015	4,069	4134
5	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	2015	4,069	4134
6	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	2015	174	176
7	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	2014	155	157
8	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	2014	121	123
9	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	2014	121	123
10	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	2015	428	434
11	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	2016	95	97
12	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	2016	141	143
13	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	2017	48	49
14	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	2014	88	89
15	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	2015	95	97
16	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	2016	44	44
17	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	2014	809	821
<b>TOTAL</b>			<b>28,363</b>	<b>26,869</b>

- Comentario de ETESA**

Adquisición de Repuestos, Materiales, Partes y Piezas:

En la práctica, el tratamiento que se le da a la adquisición de “repuestos” está asociado a su inclusión en los libros contables de la empresa, a través del inventario; formando parte de los activos, solamente, cuando éste sea puesto en operación comercial.

Sin embargo nuestros Auditores externos, la firma KPMG, nos han hecho observación en relación a lo que dicta, el párrafo 8 de la NIC 16 (Normas Internacionales de Contabilidad), relacionada a “Propiedad, Planta y Equipo”, la cual a la letra dice:

“Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se contabilizan habitualmente como inventarios y se reconocen en el resultado del periodo cuando se consumen. Sin embargo, las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que la entidad espere utilizar durante más de un periodo, cumplen normalmente las condiciones para ser calificados como elementos de propiedades, planta y equipo. De forma similar, si las piezas de repuesto y el equipo auxiliar sólo pudieran ser utilizados con relación a un elemento de propiedades, planta y equipo, se contabilizarán como propiedades, planta y equipo”.

Tomando como referencia lo anteriormente expuesto, nuestros auditores externos, nos recomiendan, revisar el inventario de repuestos, materiales, partes, piezas y equipos de mantenimiento permanente que cumplan con lo dispuesto por la norma indicada, para determinar el monto de estos elementos, y que puedan ser capitalizados.

Se solicita a la ASEP considere el tema de repuestos, materiales, partes y piezas a fin que puedan ser capitalizadas.

## 2.2. Base de Capital del Sistema Principal de Transmisión para el periodo tarifario

### 2.2.1 Activos que se incorporan a la Base de Capital en el Periodo 2013-2017

#### Comentarios de ETESA:

Referente a las fechas de proyectos considerados en el Plan de Expansión:

- LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115):

La empresa contratista encargada de ejecutar la obra presenta atrasos en la ejecución del proyecto. Por otra parte, la consecución de la servidumbre está afectando las fechas propuestas para la culminación de obras.

Según nuevas estimaciones realizadas por la Gerencia de Proyectos, este proyecto culminaría el **31 de agosto de 2014**, por lo tanto se propone que está sea tomada como la nueva fecha para la puesta en operación de proyecto.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	GG-021-2012	15,476	31-ago-14	31-ene-14	15,476

- ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA:

Durante la ejecución del proyecto, se han presentado dos situaciones concretas que afectarán la puesta en operación comercial del proyecto. Las situaciones son las siguientes:

- Inclusión dentro del alcance del proyecto, el reemplazo de las protecciones de líneas de todas las líneas asociadas a la subestación propiedad de ETESA.
- Las condiciones del Sistema de Transmisión no permiten la ejecución en paralelo de los trabajos de separación de la barra del T2 y T3 de la subestación que forman parte del alcance, ya que dependen de la energización del T4.

Como resultado de lo antes descrito, no se podrá cumplir con la fecha propuesta para la operación comercial. Se propone que sea cambiada esta fecha al **31 de agosto de 2015**.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	GG-036-2011 GG-017-2012	10,432	31-ago-15	31-ene-14	10,432

- ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA:

Desde el 23 de junio de 2012 el transformador No.3 de la subestación Llano Sánchez está disponible mediante una conexión temporal al SIN debido a que era necesario atender la demanda de transformación en la subestación.

La puesta en operación del transformador mediante la conexión final se ha afectado, ya que depende de la entrega e instalación de los tableros de control y protección para los equipos.

Este proceso presentó atrasos en la fabricación, por lo tanto se propone que la nueva fecha de puesta en operación sea el **31 de octubre de 2013**.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-105-2010 GG-082-2011	4,123	31-oct-13	30-jun-13	2,405

- TRANSFORMADOR MOVIL DE RESERVA

Se está evaluando el proyecto por parte de ETESA, consideramos oportuno sugerir un cambio de fecha de operación comercial para el 01/01/2018.

DESCRIPCIÓN	Total	Fecha GOM	Fecha inc	Parcial
TRANSFORMADOR MOVIL DE RESERVA	4.595	01/01/2018	1/01/2015	4.595

- ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA:

Desde el 07 de octubre de 2012 el transformador No.3 de la subestación Chorrera está disponible mediante una conexión temporal al SIN debido a que era necesario atender la demanda de transformación en la subestación.

La puesta en operación del transformador mediante la conexión final se ha afectado, ya que igualmente depende de la entrega e instalación de los tableros de control y protección para los equipos.

Este proceso presentó atrasos en la fabricación, por lo tanto se propone que la nueva fecha de puesta en operación sea el **30 de diciembre de 2013**.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-105-2010 / GG-082-2011	4,203	30-dic-13	30-jun-13	2,452

- ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5KV:

Se presentaron atrasos asociados al proceso de licitación (la primera licitación se declaró desierta) y a la consecución de los recursos con los que se financiaría el proyecto, ya que el mismo es un proyecto estratégico.

De acuerdo a las estimaciones realizadas para los cronogramas, se propone que la nueva fecha para la puesta en operación comercial sea el **03 de marzo de 2015**.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	AV-003842	8,412	03-mar-15	01-dic-14	701

- L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV Y SUBESTACIONES ASOCIADAS:

En la etapa de diseño este proyecto presentó una situación poco típica, ya que el diseño de la tercera línea de transmisión consumió tiempo y recursos de ingeniería que deberían ser utilizados para la tarea de la L/T Mata de Nance – Progreso – Frontera.

Tomando en cuenta lo anterior, se propone que la nueva fecha de puesta en operación sea el 30 de noviembre de 2015.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV	Diseño	23,610	30-nov-15	31-ene-15	23,610
ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	Diseño	3,377	30-nov-15	31-ene-15	3,377
ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	Diseño	1,941	30-nov-15	31-ene-15	1,941

- SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR y SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR:

A los proyecto depende de los resultados de un estudio para la definición de la ingeniería y características de los equipos que serán necesarios. Actualmente el estudio se está ejecutando.

Se debe señalar que durante el proceso de contratación del estudio (GG-061-2013), se presentaron atrasos relacionados a la selección de una empresa que tuviera la capacidad técnica para llevar adelante las tareas requeridas por ETESA.

De acuerdo a las estimaciones realizadas para los cronogramas, se propone que la nueva fecha para la puesta en operación comercial sea el 31 de agosto de 2016.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR	GG-061-2013	14,606	31-ago-16	31-ene-16	14,606
SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR	GG-061-2013	20,499	31-ago-16	31-ene-16	20,499
<b>Total</b>		<b>35,105</b>			<b>35,105</b>

- PROYECTOS DE REEMPLAZO DE EQUIPOS:

Los proyectos abajo descritos se le propone que la nueva fecha de puesta en operación comercial sea a mediados de noviembre de 2015, ya que el diseño se dilató debido que los recursos de ingeniera requeridos, fueron utilizados para la ingeniería de la tercera línea de transmisión.

DESCRIPCIÓN	Ref. GPY	Total	Fecha GPY	Fecha inc	Parcial
REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	Diseño	1,029	16-nov-15	01-jun-15	600
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	Diseño	1,053	16-nov-15	28-ene-15	1,053
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	Diseño	428	16-nov-15	28-ene-15	428

Con base en lo expuesto, se solicita a la ASEP considerar la nueva fecha de puesta en servicio de los proyectos mencionados, a fin de garantizar su ejecución en la fecha prevista.

### 2.2.3 Ajuste de la Base de Capital por Actividades No reguladas

Las inversiones pertenecientes al Plan de activos Estratégicos se tienen en cuenta en los activos eficientes utilizados para determinar los gastos de operación y mantenimiento, considerando el modelo las estratégicas de Boquerón y Caldera, sin embargo para el periodo 2013 – 2017, se aprobó en el Plan de Expansión 2012: 1) Adición Transformador T2 de la Subestación Boquerón B/.8,412,000, 2) San Bartolo B/.18,085,000

#### Estratégicas

SUBESTACION	VNR ETESA	VNR [B.]
BOQUERON III Patio 230 kv	9,677,055	7,233,149
CALDERA Patio 115 kv	4,492,307	3,357,791
TOTAL	14,169,362	10,590,939

Se solicita a la ASEP considere en el modelo la entrada en operación de la Subestación San Bartolo y la Adición Transformador T2 de la Subestación Boquerón.

Cuadro No. 22 Inversiones Proyectadas 2013 - 2017				
	DESCRIPCION	Año de Finalización	Costo (Miles de B/.)	Nuevo Costo con 5% Inspección (Miles de B/.)
1	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>		<b>213,035</b>	<b>220,325</b>
2	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	2014	20,301	20,604
3	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG -PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	2014	15,476	15,701
4	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	2014	2,923	2,970
5	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	2014	1,902	1,933
6	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	2014	10,634	10,803
7	CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	2014	1,753	1,781
8	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	2014	1,659	1,659
9	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV	2015	28,928	29,360
10	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	2015	23,610	23,957
11	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	2015	3,377	3,431
12	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	2015	1,941	1,972
13	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	2014	1,000	1,000
14	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	2014	3,007	4,992
15	TORRES DE EMERGENCIA	2014	264	264
16	ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	2014	10,432	10,599
17	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	2015	9,797	9,954
18	TRANSFORMADOR MOVIL DE RESERVA	2015	4,595	4,595
19	S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES	2017	10,636	10,806
20	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE	2017	8,194	8,316
21	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	2017	5,318	5,403
22	S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE	2017	5,318	5,403
23	S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE	2017	5,318	5,403
24	NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KV	2017	14,022	16,632
25	LINEA TELFER - PANAMA III 230 KV	2017	44,685	45,186
26	SUBESTACION PANAMA III 230 KV	2017	27,174	27,665
27				
28	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO</b>		<b>181,545</b>	<b>184,142</b>
29	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV	2016	146,440	148,481
30	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	2016	114,972	116,509
31	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	2016	6,932	7,042
32	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	2016	10,372	10,538
33	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	2016	10,372	10,538
34	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	2016	3,792	3,854
35	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR	2016	14,606	14,836
36	SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR	2016	20,499	20,823
37				
38	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>		<b>7,202</b>	<b>7,323</b>
39	REPOSICION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	2013	633	644
40	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	2013	71	72
41	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	2014	159	161
42	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	2014	121	123
43	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	2015	481	489
44	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	2015	548	558
45	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	2015	2,580	2,623
46	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	2014	191	194
47	REPOSICION DE RECTIFICADORES	2017	609	619
48	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	2015	1,415	1,438
49	REPOSICION DE CROSCONECTORES	2014	162	164
50	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	2014	41	42
51	REPOSICION DE TORRES	2015	131	133
52	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	2017	60	61
53				
54	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>		<b>24,085</b>	<b>24,455</b>
55	<b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>		<b>16,633</b>	<b>16,888</b>
56	REPOSICION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	2014	48	49
57	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	2013	45	46
58	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	2015	1,029	1,046
59	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	2014	522	531
60	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	2014	1,579	1,604
61	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	2015	1,053	1,070
62	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	2015	71	72
63	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	2015	309	313
64	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	2015	370	375
65	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	2015	31	32
66	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	2015	320	325
67	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	2015	604	613
68	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	2015	9,171	9,308
69	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	2014	921	935
70	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	2014	155	157
71	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	2014	59	60
72	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	2015	346	351
73	<b>REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>		<b>7,452</b>	<b>7,567</b>
74	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2017	2,413	2,449
75	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	2016	3,863	3,924
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	2016	147	149
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	2016	303	307
78	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	2017	127	129
79	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	2016	18	19
80	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	2017	213	216
81	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	2016	368	373
82				
83	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>		<b>23,282</b>	<b>23,282</b>
84	EDIFICIO-ETESA	2015	11,300	11,300
85	EQUIPO DE INFORMATICA	2017	9,477	9,477
86	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	2017	2,505	2,505
87				
88	<b>PLAN ESTRATEGICO</b>		<b>26,497</b>	<b>26,930</b>
89	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	2015	8,412	8,554
90	S/E SAN BARTOLO 230/115/34.5 KV	2015	18,085	18,376
91				
92	<b>TOTAL</b>		<b>475,646</b>	<b>486,457</b>

2.3 Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación:

Comentarios de ETESA:

La ASEP indica que el VNR proporcionado por ETESA, es casi un 65% mayor al del periodo tarifario anterior. Al respecto informamos a la ASEP que el VNR se calcula con base a los costos unitarios de líneas de transmisión que ETESA presenta todos los años en el documento de Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, en este caso el correspondiente al año 2012, el cual fue aprobado por la ASEP mediante la Resolución AN No.5948-Elec de 7 de febrero de 2013. Para los costos unitarios de líneas y subestaciones se toma en cuenta la variación de los costos de equipos, materiales, mano de obra, etc. que ocurren cada año y que han presentado un incremento en los últimos 4 años.

Con relación al VNR de las Líneas del SPT, Tabla No. 25 del Anexo A, la ASEP indica que ha ajustado el VNR proporcionado por ETESA con base a la variación de costos 2008-2012, entre otros, lo que da como costos unitarios los que presenta en la Tabla No. 25, los cuales mostramos en la tabla a continuación. En esta tabla se puede observar que para el valor del VNR del año 2012 la ASEP ha considerado simplemente aumentar en 18.7% el valor del VNR del año 2009, a excepción de la línea Guasquitas – Fortuna – Changuinola, la cual aumenta un porcentaje mayor ya que entró en operación el segundo circuito de la misma.

Cuadro No. 21

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA SPT										
LÍNEAS	NUMERACIÓN	NOMBRE LÍNEA	AÑO	LONG. [km]	CONDUCTOR	Costo/km 2009	Costo/km 2012 ETESA	COSTO B/./km	VNR B/.	Costo km 2012 / Costo km 2009
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	636 ACSR	189,696	321,469	225,106	15,338,717	118.7%
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	636 ACSR	189,696	342,153	225,106	2,912,871	118.7%
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	750 ACAR	179,214	295,954	212,667	8,294,024	118.7%
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	750 ACAR	179,214	295,954	212,667	30,239,161	118.7%
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	106.36	750 ACAR	179,214	295,954	212,667	22,619,292	118.7%
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	750 ACAR	179,214	295,954	212,667	17,968,258	118.7%
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	179,214	295,954	212,667	7,975,023	118.7%
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	1200 ACAR	228,988	359,541	271,732	52,987,823	118.7%
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	228,988	359,541	271,732	29,909,588	118.7%
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	228,988	359,541	271,732	22,907,044	118.7%
	230-18, 29	GUASQUITAS - FORTUNA	2003 y 2012	16.00	1200 ACAR	196,355	359,541	271,732	4,347,719	138.4%
	230-20A,20B,30	FORTUNA - CHANGUINOLA	2009 y 2012	104.66	750 ACAR	149,490	295,954	212,667	22,257,758	142.3%
		<b>TOTAL</b>			<b>1,000.65</b>					<b>237,757,277</b>
LINEAS DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27.00	750 ACAR	118,156	199,049	140,212	3,785,718	118.7%
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27.00	750 ACAR	118,156	199,049	140,212	3,785,718	118.7%
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	750 ACAR	118,156	199,049	140,212	1,360,054	118.7%
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	nd	199,049	140,212	2,103,177	
	230- XX	DESVIACIÓN FORTUNA	2012	1.50	750 ACAR	nd	199,049	140,212	210,318	
	<b>TOTAL</b>			<b>80.20</b>					<b>11,244,985</b>	
LINEAS DE 115 KV DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 y 1200	191,627	324,384	227,397	10,596,718	118.7%
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6.20	636 ACSR	161,450	274,677	191,587	1,187,841	118.7%
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	161,450	274,677	191,587	4,789,683	118.7%
	115-3A,3B,4A,4B	BAHIA LAS MINAS - PANAMA	1972	54.00	636 ACSR	161,450	274,677	191,587	10,345,716	118.7%
	<b>TOTAL</b>			<b>131.80</b>					<b>26,919,958</b>	
LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	636 ACSR	189,696	242,449	225,106	180,085	118.7%
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	750 XLPE	1,081,599	1,321,608	1,283,497	1,026,798	118.7%
	<b>TOTAL</b>			<b>1.60</b>					<b>1,206,883</b>	
	<b>TOTAL SPT</b>			<b>1,214.25</b>					<b>277,129,104</b>	

A manera de ejemplo, el costo unitario de acuerdo a la ASEP para líneas de doble circuito de 230 KV con conductor 1200 ACAR es de B/. 271,732 /km y para línea de doble circuito de 115 KV es de B/. 191,587 /km. Este valor incluye tanto los costos directos (suministro, montaje y obras civiles) como los indirectos (ingeniería, administración, diseño, inspección, intereses durante construcción, indemnizaciones, estudio de impacto ambiental y contingencias). Si comparamos estos valores con la última licitación realizada por ETESA para líneas de transmisión, la línea Santa Rita – Panamá II, Licitación 2012-2-78-0-08-LA-002195 del 1 de marzo 2012, que incluye

dos tramos de líneas, uno de doble circuito, 230 KV, conductor 1200 ACAR de 28 km y otro de doble circuito, 115 KV, conductor 636 ACSR de 21 km, da los siguientes costos unitarios: para el tramo de 230 KV: 359.093 B./km. mientras que para el tramo de 115 KV: 200,185 B./ km, siendo estos solamente costos directos (suministro, montaje y obras civiles). Por lo que vemos que los costos unitarios utilizados por la ASEP para el VNR, son muy inferiores a los valores reales obtenidos de acuerdo a la licitación realizada a inicios de 2012.

Con relación al VNR de Subestaciones, igualmente notamos que si comparamos el VNR del año 2009 al VNR ajustado de la ASEP para el año 2012, igualmente aumenta en 18.7%, como se aprecia en la tabla siguiente:

Cuadro No. 22

SUBESTACION	VNR al 2013 (B./)		VNR 2009	VNR / VNR2009
	VNR ETESA	VNR ASEP		
PANAMA II Patio 230 kV	30,657,494	13,687,912	11,534,757	118.7%
PANAMA II Patio 115 kV	17,315,432	22,850,847	16,118,477	141.8%
<b>PANAMA II Patio 230 kV y 115kV</b>	<b>47,972,926</b>	<b>36,538,759</b>		
PANAMA Patio 230 kV	32,053,932	24,220,961	20,410,922	118.7%
PANAMA Patio 115 kV	25,154,869	19,127,259	15,433,069	123.9%
<b>PANAMA Patio 230 kV y 115 kV</b>	<b>57,208,801</b>	<b>43,348,220</b>		
CHORRERA Patio 230 kV	11,017,863	10,071,240	6,395,117	157.5%
LLANO SANCHEZ Patio 230 kV	42,459,998	31,896,459	21,649,643	147.3%
VELADERO Patio 230 kV	31,171,413	22,244,791	18,745,610	118.7%
GUASQUITAS Patio 230 kV	12,371,536	10,923,045	6,722,670	162.5%
MATA DE NANCE Patio 230 kV	31,264,395	19,133,340	13,975,059	136.9%
MATA DE NANCE Patio 115 kV	6,710,346	4,187,945	3,529,167	118.7%
<b>MATA DE NANCE Patio 230 kV y 115 kV</b>	<b>37,974,741</b>	<b>23,321,285</b>		
PROGRESO Patio 230 kV	14,681,683	7,325,257	6,172,969	118.7%
FORTUNA NAVE 3 Patio 230 kV	4,992,912	3,956,114	3,333,804	118.7%
CHANGUINOLA Patio 230 kV	13,475,036	13,570,246	5,887,044	230.5%
CACERES Patio 115 kV	9,307,002	7,927,247	6,680,265	118.7%
SANTA RITA Patio 115 kV	6,596,909	5,555,961	4,681,989	118.7%
CALDERA Patio 115 kV	6,891,019	4,658,682	3,925,855	118.7%
<b>TOTAL</b>	<b>296,121,839</b>	<b>221,337,304</b>	<b>165,196,417</b>	<b>134.0%</b>

Comentario de ETESA:

Se debe corregir el cuadro No. 26 de la Consulta Pública, ya que se duplica la S/E Panamá II patio 230 KV por B/.30,657,494 millones.

Las subestaciones que tienen un porcentaje mayor de incremento en esta tabla son las que han tenido ampliaciones en las mismas, como por ejemplo: Changuinola 230 KV: ampliación de una nave para la conexión de la línea 230-30, Mata de Nance: reemplazo del transformador T2, Guasquitas: adición de una nave para la línea 230-29, Llano Sánchez: adición de banco de capacitores de 90 MVAR, Panamá II 115 KV: adición de bancos de capacitores de 120 MVAR, etc.

Igual al caso del VNR de las líneas, para las subestaciones ETESA realizó el cálculo del VNR con base al costo unitario de equipos de acuerdo al incluido en el documento de Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012. De esta tabla podemos observar que el VNR de la ASEP es aproximadamente

un 25.2% menor que el propuesto por ETESA, sin que se presente la justificación o metodología para determinar el mismo.

A manera de ejemplo para el costo de subestaciones podemos observar en el Cuadro No. 27 de Anexo A que el valor del VNR propuesto por la ASEP para la Subestación Boquerón III es de B/. 7,233,149 mientras que el valor real de esta subestación de acuerdo a la Licitación 2008-2-78-0-04-LP-001310 II Convocatoria, del 27 de noviembre de 2008, fue de B/. 8,464,242.20 siendo estos solamente los costos directos (montaje, suministro y obras civiles), mientras que el valor de la ASEP incluye los costos directos e indirectos. Si al costo obtenido de la Licitación le sumamos los costos indirectos, estimados cerca de un 20 %, del costo directo, el costo real de esta subestación sería de aproximadamente B/. 10,157,000, valor muy cercano al del VNR presentado por ETESA para esta subestación que fue de B/. 9, 677,055.

Como se puede observar de los ejemplos mostrados anteriormente, los valores de VNR propuestos por la ASEP están muy por debajo de los costos reales obtenidos por ETESA para licitaciones tanto de líneas como de subestaciones, por lo que consideramos que, los valores del VNR propuesto por ETESA reflejan con mayor certeza el costo real de las instalaciones.

## 2.6 Ingreso Máximo para el sistema principal de transmisión

### Comentario de ETESA

En la hoja de Activos los Activos no se ve claro la incorporación de los activos de comunicación de planta general en el modelo.

Se solicita a la ASEP detallar este aspecto.

## 3. Sistema de Conexión

### Cargos de Conexión

1. En el cálculo realizado en el pliego tarifario anterior, 2019 – 2013, se tenía el siguiente desglose de los VNR de Conexión:

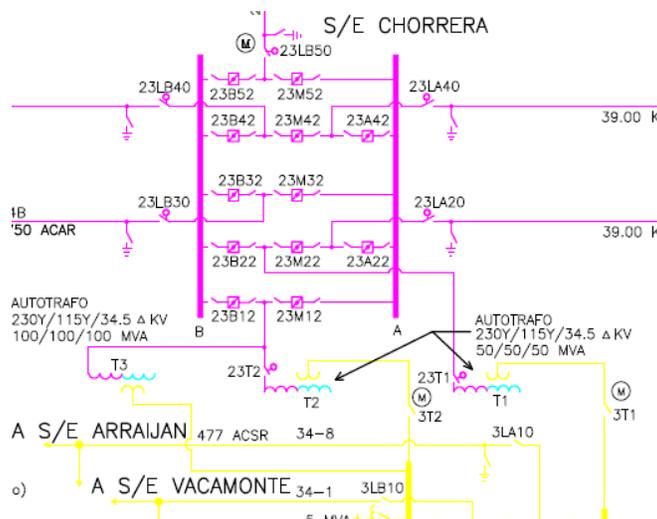
**EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.**  
**CARGOS POR CONEXIÓN**  
VNR DE PATIOS DE CONEXIÓN, POR NIVEL DE VOLTAJE Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN  
(Balboas)

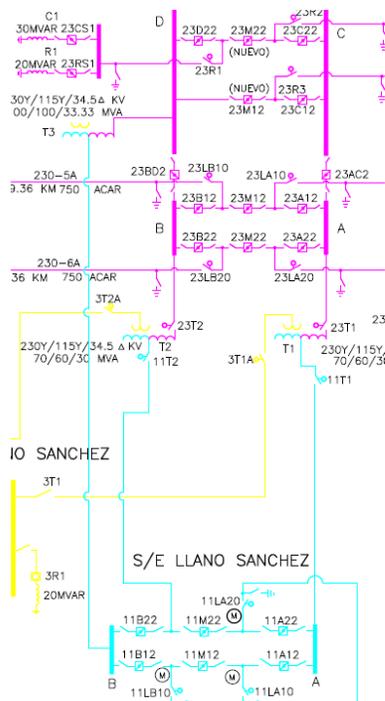
DETALLE	UNIDAD		VNR - ERSP	
	EQUIPO	Cantidad	Costo Total	Costo por Unidad
Llano Sánchez Transformador	Transformador	140	6,145,103.60	43,893.60
Llano Sánchez 115	salidas	4	4,297,492.40	1,074,373.10
Llano Sánchez 34.5	salidas	2	700,791.00	350,395.50
Progreso 115	salidas	1	766,364.40	766,364.40
Progreso 34.5	salidas	3	1,376,849.00	458,949.67
Charco Azul 115	salidas	1	717,771.00	717,771.00
Charco Azul Transformador	Transformador	24	1,725,290.40	71,887.10
Mata de Nance 34.5	salidas	5	2,140,822.00	428,164.40
Chorrera 34.5	salidas	6	3,027,628.00	504,604.67
Chorrera 230	salidas	2	2,763,773.46	1,381,886.73
Chorrera Transformador	Transformador	100	4,377,620.54	43,776.21
Changuinola 34.5	salidas	2	443,221.00	221,610.50
<b>TOTAL: VNR</b>			<b>28,482,727</b>	<b>6,063,677</b>

Como se podrá notar, existía un VNR calculado para los transformadores de las S/E Llano Sánchez, Chorrera y Charco Azul, y por capacidad.

En el VNR de la ASEP, de acuerdo al Cuadro No. 35 del Anexo A de la Resolución AN No. 6419-Elec (página 37), no se cuenta con VNR para los transformadores, el mismo está incluido en el VNR de la subestación. Como se calcularía entonces el Cargo de Conexión para los transformadores?

2. Además, los transformadores T3 de 100 MVA de las subestaciones Llano Sánchez y Chorrera están actualmente conectados en forma temporal mediante unos "Taps" ya sea a otro transformador (S/E Chorrera) como a la barra (Llano Sánchez) como se ven las figuras en la siguiente página. La conexión definitiva de estos transformadores debe estar terminada y los mismos en operación para fines de 2013 (Chorrera) y a más tardar febrero de 2014 (Llano Sánchez). Esto incluye la adición de interruptores, cuchillas, PTs, CTs, protecciones, obras civiles, montaje, etc. para los mismos. Como se incluiría estos costos en el VNR de la ASEP, ya que esto no se tiene contemplado en estos momentos?





### 3.2 Base de capital del Sistema de Conexión:

#### Comentarios de ETESA:

El IMP correspondiente a los activos de Conexión para la revisión 2013-2017 remunera costos de OyM, Administración, Depreciación y Rentabilidad del capital. El VPN de los ingresos a recuperar por este concepto es un 48% superior al VPN de la revisión 2008-2012 (25% en términos reales).

Los aspectos a tener en cuenta en el cómputo con referencia a este punto son:

- **Plan de Inversiones 2013-2017.** Propuesto por ETESA y aprobado por ASEP. No se contempla retiro de activos. Sin embargo; el modelo debe modelar los retiros, quizás no en este periodo tarifario pero en próximos puede darle el caso.
- **Activos brutos eficientes (VNR).** ASEP alega que la evolución del VNR asociado a estos activos para el SPT y Conexión se efectuó a partir de: a) VNR período anterior; b) incorporaciones realizadas en el período 2009-2012; c) variaciones de costos 2008-2012 y d) base de costos de instalaciones propias.

#### Comentarios de ETESA:

No se hallan rastros de los últimos dos puntos (c y d) de los Activos Brutos eficientes (VNR). El VNR incluye el VNR de líneas de 115 kV de circuito sencillo más el correspondiente al VNR de subestaciones.

### 3.2 Activos brutos eficientes para el cálculo del gasto de administración y explotación

#### Comentarios de ETESA:

Para el VNR de las líneas y subestaciones pertenecientes al Sistema de Conexión, se aplica lo mismo expuesto, respecto a los costos unitarios.

En las tablas a continuación se presenta la comparación del VNR propuesto por la ASEP, el de ETESA y el del año 2009:

Cuadro No. 23

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA CONEXIÓN										
LÍNEAS	NUMERACIÓN	NOMBRE LÍNEA	AÑO	LONG. [km]	CONDUCTOR	Costo por km 2009	Costo por km 2012 ETESA	COSTO [B/km]	VNR [B/.]	Costo km 2012 / Costo km 2009
LINEAS DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	107,417	192,669	127,468	739,315	118.7%
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	107,415	192,669	127,466	254,932	118.7%
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	107,420	192,669	127,472	63,736	118.7%
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	107,417	192,669	127,468	3,824,045	118.7%
	TOTAL				38.30				4,882,028	

SUBESTACION	VNR al 2013 (B/.)			
	VNR ETESA	VNR ASEP	VNR 2009	VNR / VNR2009
CHORRERA Patio 230kV	12,838,738	8,474,454	7,141,394	118.7%
CHORRERA Patio 34kV	7,671,269	3,592,785	3,027,628	118.7%
<b>CHORRERA Patio 230kV y 34kV</b>	<b>20,510,007</b>	<b>12,067,238</b>		
LLANO SANCHEZ Patio 230kV	13,198,163	7,586,800		
LLANO SANCHEZ Patio 115kV	6,385,704	4,805,082	10,442,596	46.0%
LLANO SANCHEZ Patio 34kV	2,518,778	831,605	700,791	118.7%
<b>LLANO SANCHEZ Patio 230kV, 115 kV Y 34kV</b>	<b>22,102,645</b>	<b>13,223,486</b>	<b>11,143,387</b>	118.7%
<b>MATA DE NANCE Patio 34kV</b>	<b>6,233,728</b>	<b>2,540,442</b>	2,140,822	118.7%
PROGRESO Patio 115kV	1,512,598	909,419	766,364	118.7%
PROGRESO Patio 34kV	4,633,172	1,633,860	1,376,849	118.7%
<b>PROGRESO Patio 115kV y 34kV</b>	<b>6,145,770</b>	<b>2,543,279</b>		
CHANGUINOLA Patio 115kV	143,409	525,955		
CHANGUINOLA Patio 34kV	2,040,760	1,707,602	443,221	385.3%
<b>CHANGUINOLA Patio 115kV y 34kV</b>	<b>2,184,169</b>	<b>2,233,557</b>		
CHARCO AZUL Patio 115 kV	1,725,290	2,010,344	1,694,110	118.7%
<b>TOTAL</b>	<b>58,901,609</b>	<b>34,618,348</b>	<b>27,733,775</b>	<b>124.8%</b>

Igual que para las líneas y subestaciones del SPT, se observó que el costo se incrementó en 18.7% comparado con el VNR del año 2009 para las líneas y subestaciones del Sistema de Conexión, sin presentar ninguna justificación o metodología que sustente esto.

#### Comentario de ETESA

El VNR propuesto por ASEP para el IMP no presenta los datos que sustenten o justifiquen el uso del VNR del 2009 con un incremento de 18.7%. ETESA, se vale para el cálculo de los VNR del valor real de los activos licitados, considerados eficientes según las normas que regulan el negocio de transmisión. Ante la falta de argumentos que sustenten el VNR propuesto por ASEP solicitamos:

Se considere el VNR calculado por ETESA en el Modelo De Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el periodo tarifario 2013-2017

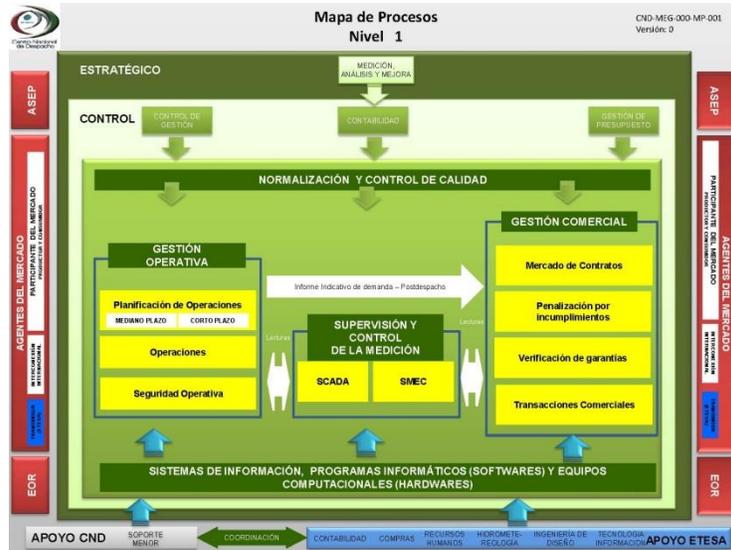
## PARTE II – INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

### CAPITULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.

#### 1. Ingresos permitidos para cubrir los costos del Centro Nacional de Despacho

Comentarios de ETESA

Dentro de las actividades internas que en su momento elaboró el CND hubo una gestión asociada a identificar el Manual de Procesos y Procedimientos. Este trabajo surgió como parte del Plan de Acción que el CND realizó para cumplir con las conclusiones de la Auditoría del año 2006 hecha por la Fundación Universidad Nacional de San Juan; este trabajo finalizó en el año 2009 y se determinaron los macro procesos y su interacción, los que se presentan en el Mapa de Procesos (Nivel 1) que aparece a continuación:



En el mismo trabajo también se identificaron en ese momento ochenta y cinco (85) procesos que a continuación plasmamos en el cuadro adjunto. Se incluyeron algunos procesos considerando la implantación de la Norma ISO9001:2008. Cabe resaltar que todos los cambios ocurridos desde el año 2009 hasta ahora, seguramente conllevarían la identificación de nuevos procesos que efectivamente se están realizando por parte del CND, para atender tanto el mercado local como el mercado regional. El crecimiento que ha presentado el mercado local así como el incremento en los Agente del Mercado también conllevará un aumento en el volumen de trabajo del CND.

Cuadro No. 24

LISTADO DE LOS PROCESOS DEL CND (año 2009)			
No.	Tipo	Macro Proceso	Proceso
1	1 -ESTRATÉGICO	Medición, análisis y mejora	Acciones correctivas, acciones preventivas y de mejora
2	1 -ESTRATÉGICO	Medición, análisis y mejora	Auditoría interna del sistema de gestión de calidad
3	2 - CONTROL	Control de Gestión	Control de documentos
4	2 - CONTROL	Control de Gestión	Control de registros impresos
5	2 - CONTROL	Control de Gestión	Control de Registros electrónicos
6	3 - MISIONAL	Aplicación del Reglamento de Transmisión	Determinación de las Penalidades Económicas por Incumplimientos a los Niveles de Tensión, Factores de Potencia y Curvas P, Q que exige el Reglamento de Transmisión
7	3 - MISIONAL	Comunicaciones	Gestión de reclamos, consultas, y sugerencias

		Corporativas	
8	3 - MISIONAL	Equipos Periféricos	Mantenimiento Correctivo y/o Preventivo del Edificio
9	3 - MISIONAL	Evaluación del Reglamento de Transmisión	Evaluación de Incumplimientos de Factor de Potencia y Curvas P, Q
10	3 - MISIONAL	Expedición de Certificados Digitales	Certificación Digital
11	3 - MISIONAL	Medición Comercial	Interrogación y validación de los Registros de las Mediciones SMEC
12	3 - MISIONAL	Medición Comercial	Cálculo de la energía horaria y la potencia cada 15 minutos por agente
13	3 - MISIONAL	Medición Comercial	Macro de Energía
14	3 - MISIONAL	Medición Comercial	Captura y Envío de los Registros de la Energía Horaria Importada y Exportada al EOR.
15	3 - MISIONAL	Medición, Análisis y Mejora	Elaboración de la Tabla de Resultados de los Indicadores de Gestión del CND
16	3 - MISIONAL	Mercado de Contratos	Evaluación y aprobación de los contratos para efectos de su administración.
17	3 - MISIONAL	Mercado Eléctrico	Elaboración del informe de regulación
18	3 - MISIONAL	Normalización	Validación de incumplimientos y aplicación de penalidades a los compromisos de Potencia en Contratos de Suministro, Contratos de Reserva y en el Servicio de Reserva de Largo Plazo
19	3 - MISIONAL	Normalización	Desarrollo o Modificación de Metodologías de Detalle
20	3 - MISIONAL	Operaciones	Revisión y aprobación de libranzas
21	3 - MISIONAL	Operaciones	Ejecución de Libranza
22	3 - MISIONAL	Operaciones	Pre despacho diario
23	3 - MISIONAL	Operaciones	Re despacho
24	3 - MISIONAL	Operaciones	Despacho económico
25	3 - MISIONAL	Operaciones	Elaboración de Reportes de Despacho de la Operación Diaria
26	3 - MISIONAL	Operaciones	Operación de la red de transmisión
27	3 - MISIONAL	Operaciones	Solicitud y Ejecución de Mantenimientos con el SER (EOR)
28	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Transacciones regionales
29	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Confección del Informe de Confiabilidad
30	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Despacho Semanal
31	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Confección del Informe de Indicadores de Disponibilidad Semanal
32	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Pre despacho Semanal
33	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Confección del informe mensual de operaciones
34	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Revisión de auditorías contables
35	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Cálculo de potencia firme de Largo plazo
36	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Pos despacho
37	3 - MISIONAL	Planificación de las	Confección del informe de planeamiento

		Operaciones	operativo
38	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Programación Anual de Mantenimiento
39	3 - MISIONAL	Planificación de las Operaciones	Administración de base de datos de SDDP
40	3 - MISIONAL	Revisión legal	Revisión Legal
41	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Verificación de incumplimientos a la Norma de Calidad de los Niveles de Tensión
42	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Administración del Catálogos de Equipos del SIN
43	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Análisis de viabilidad de nuevos proyectos
44	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Administración de base de datos del PSS/E
45	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Administración del Catálogo de protecciones
46	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Confección del Informe de Seguridad Operativa de la Red Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional
47	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Confección del Informe Preliminar de un Evento
48	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Verificación de seguridad operativa semanal
49	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Confección del informe final de un evento
50	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Confección del informe indicativo de demanda
51	3 - MISIONAL	Seguridad Operativa	Confección del informe Reserva para el Intercambio de Información con el EOR
52	3 - MISIONAL	Sistemas de Información Agentes	Diseño y Estructura de la página WEB
53	3 - MISIONAL	SMEC	Servicio de Evaluación SMEC
54	3 - MISIONAL	SMEC	Servicio de Auditoría SMEC
55	3 - MISIONAL	SOPORTE TECNICO	Mantenimiento SCADA
56	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Cálculo de transacciones en concepto de generación obligada
57	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Cálculo Servicios Auxiliares Generales
58	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Cálculo de los Servicios auxiliares de seguimiento de la demanda
59	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Firma Digital y Notas Remisorias del DTE
60	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Asignación de Servicios AUXILIARES Especiales de Reserva de Largo Plazo(Semanal)
61	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Elaboración de documentos de Transacciones económicas (DTE)
62	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Liquidación de la energía
63	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Administración de Faltantes y Sobrantes de potencia
64	3 - MISIONAL	Transacciones comerciales	Elaboración del Informe Mensual de Mercado
65	3 - MISIONAL	Transacciones comerciales	Verificación del Cumplimiento de los Compromisos de Potencia en Contratos de Suministro, Contratos de Reserva y en la asignación de Reserva de Largo Plazo
66	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Validación y Obtención de los Datos De los Programas De Contratos para Intercambio con el EOR
67	3 - MISIONAL	Transacciones Comerciales	Elaboración de documentos de transacciones económicas regional (DTER)
68	3 - MISIONAL	Verificación de Garantías	Seguimiento de las garantías en el mercado nacional
69	3 - MISIONAL	Verificación de Garantías	Seguimiento de las garantías del MER
70	3- MISIONAL	Operaciones	Confección del Informe de Error de Control de Área para para el Intercambio de Información con

			el EOR
71	3- MISIONAL	Seguridad Operativa	Confección del Informe de Evento Centroamericano
72	3. MISIONAL	Normalización	Modificación del Reglamento de Operación
73	3. MISIONAL	Transacciones Comerciales	Asignación de Servicios AUXILIARES Especiales de Reserva de Largo Plazo( Anual)
74	5 - APOYO-ETESA	Compras	Compras
75	5 - APOYO-ETESA	Contabilidad y Finanzas	Contabilidad
76	5 - APOYO-ETESA	Gestión de Presupuesto	Gestión de presupuesto
77	5 - APOYO-ETESA	Hidrometereología	Intercambio de información con Hidrometeorología de ETESA
78	5 - APOYO-ETESA	Ingeniería de diseño	Ingeniería de diseño
79	5 - APOYO-ETESA	Recursos Humanos	Recursos humanos
80	5 - APOYO-ETESA	Sistemas de información	Sistemas de información
81	5 - APOYO-ETESA	Tecnología de la información	Tecnología de la información
82	APOYO CND	Soporte Técnico CND	Soporte al usuario
83	APOYO CND	Soporte Técnico CND	Inventario de los equipos y programas
84	APOYO CND	Soporte Técnico CND	Desarrollo y Soporte de Aplicativos
85	APOYO CND	Soporte Técnico CND	Soporte de Software

Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia de lo arriba mostrado, como mínimo el CND debe atender 85 procesos, que como ya se ha dicho son actualmente mayores debido a responsabilidades nuevas asignadas al CND como lo son, entre otros, la entrada del RMER/PDC, nuevas responsabilidades asignadas mediante el Reglamento de Transmisión (estudios de corto plazo), cambios en las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad.

Siendo que el personal del CND deberá atender la gran cantidad de procesos existentes aquí plasmados, levantar los procesos existentes que se dan como resultado del dinamismo del mercado eléctrico y actualizarlos, el CND presentó la estructura de personal para atender este reto. El CND presenta a continuación su postura en cuanto a la propuesta de la ASEP sobre este tema.

#### Recursos Humanos:

De acuerdo a lo plasmado en la página No. 157 del Anexo A de la Resolución AN No.6419-Elec de 1º de agosto de 2013, el análisis de la gestión del CND permite obtener las siguientes conclusiones:

- “• La cantidad de personal del CND no llegó, en ningún año del periodo, a la estructura mínima recomendada (60 empleados) en la revisión tarifaria anterior. Tampoco llegaron los gastos de personal medios unitarios a los niveles previstos cuando se los mide respecto a los valores medios de ETESA. El porcentaje previsto por sobre el salario medio de ETESA del 47% solo llegó en el año 2012 al 23.3%.
- En resumen al CND no se le asignan los recursos suficientes y, tal vez en parte consecuencia de ello, no cumple satisfactoriamente sus objetivos ni está en condiciones de incrementar, y retener, personal con la debida capacitación.”

La propuesta de estructura presentada a la ASEP en el documento (*Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017*) atendió a una serie de criterios organizativos utilizados, a saber:

- Organización centrada en los procesos misionales: se identifica en los procesos cuyas responsabilidades se derivan del marco normativo.
- Organización eficiente de los procesos: de acuerdo a su interacción y complemento.
- Clara delimitación de responsabilidades: integrando en una misma gerencia las unidades que se complementan para el desarrollo de las actividades.
- Tiempo para mejorar la gestión: redistribuyendo actividades que no se corresponden con la misión de los procesos por unidad.
- Estructura con tendencia a la horizontalidad: que permita agilizar la toma de decisiones, evitando la rigidez y congestión burocrático y facilitando la comunicación entre los miembros de la organización.
- Las organizaciones son contingentes: no existiendo una forma única para definir su estructura. Según la especificidad de los elementos que se estén considerando en la evaluación, una opción organizacional tendrá más ventajas que otra, debido a que dependen de las características concretas, los rasgos particulares, la pertinencia en el tiempo y en un espacio dado.

A continuación se establecerá la metodología que justifica la cantidad de profesionales para atender las actividades existentes y nuevas (en algunos casos no se considera las actividades administrativas y de coordinación típicas en toda organización). La estimación de los días efectivos trabajados por año es de 208 por persona, calculados así:

		TIEMPO TRABAJADOS X AÑO 7 a.m. -12 m.- 1 p.m. - 4 p.m.	
		DÍAS	
DÍAS POR AÑO	Días del año	365	146%
	Días no laborables	115	
	Fines de semana	104	
	Feridos	11	
	Días laborables	250	100%
	Días no trabajados	42	17%
	Vacaciones	22	
	Ausencias y retrasos	15	
	Días de Formación	5	
	<b>Días trabajados</b>	<b>208</b>	<b>83%</b>

Elaborado por: Norcontrol Panamá, S.A. (Applus+Norcontrol) para el CND, según Contrato No. GG-83-2008, para el Servicio de Consultoría para la definición de los Macro procesos y la elaboración del Manual de Procesos y Procedimientos del CND, en la Calificación y Cuantificación del personal propuesto para la Gerencia de Normas y Control de Calidad.

Cabe la aclaración de que se ha seguido para la estimación del personal requerido en las distintas unidades administrativas del CND la metodología utilizada por Norcontrol Panamá, S.A. (Applus+Norcontrol) para la Calificación y Cuantificación del personal propuesto para la Gerencia de Normas y Control.

#### Gerencia de Mercado Eléctrico (GME)

A partir del 1º de junio del presente año inició formalmente el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) junto con el Procedimiento de Detalle Complementario, en su conjunto conocido como RMER/PDC. Esta nueva etapa añade una gran cantidad de actividades asociadas al MER que anteriormente no se realizaban y que fueron detalladas en el documento (*Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro*

Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017) entregado a la ASEP por el CND para lo que corresponde al Período Tarifario 2013 - 2017. Por otro lado, la implementación plena del MER requiere la atención veinticuatro (24) horas y siete (7) días a la semana.

Adicionalmente, la futura interconexión con Colombia exigirá una atención particular a estas transacciones dada el gran volumen de intercambio de información que se prevé será necesario coordinar entre ambos operadores.

A continuación cuadro que contiene la comparación entre el personal solicitado por el CND para esta gerencia, y el propuesto por ASEP.

Cuadro No. 25

Áreas	Puesto	Al 11-sep-2012	RECOMENDADO POR	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
Gerencia de Mercado Eléctrico		10	CND	12	12	12	13
			ASEP	10	10	10	10
Gerencia	Gerente (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	1	1	1	1
	Asistente Administrativa (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	1	1	1	1
Sección de Mercado Local	Jefe de Sección (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	0	0	0	0
	Analistas de Mercado		CND	5	5	5	5
			ASEP	5	5	5	5
Sección de Mercado Regional	Jefe de Sección		CND	1	1	1	1
			ASEP	0	0	0	0
	Analistas de Mercado		CND	3	3	3	4
			ASEP	3	3	3	3
(*) Puestos existentes en la estructura del CND. En este caso, el Jefe de Sección es actualmente Coordinador.							
(**) Secciones existentes en la estructura del CND.							

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Cabe resaltar que de los diez (10) colaboradores (una (1) es cargo administrativo) que conformaban la GME, actualmente cuenta con nueve (9) colaboradores, dado que uno (1) de ellos está realizando funciones relacionadas con la revisión – actualización de las normativas y de los procesos del CND.

En la propuesta, inicialmente se solicitó la adición de dos (2) personas y una tercera para el 2016-2017, considerando la probabilidad de entrada de la Línea de Interconexión Colombia-Panamá.

Es destacable el incremento en la cantidad de Agentes del Mercado ocurrida del año 2009 al año 2013, período de vigencia de la tarifa actual, siendo que se prevé que continúe aumentando, lo que conlleva un significativo esfuerzo por parte del CND para la prestación de sus servicios con la misma cantidad de personal.

Cuadro No. 26

Evolución de la cantidad de Agentes del Mercado en Panamá,  
Años 2009 y 2013

Clasificación	2009	2013
Generador	15	29
Autogenerado	2	2
Transmisor	1	2
Distribuidor	3	3
Grandes Clientes	11	43
TOTAL	32	79

Al analizar la propuesta de personal para esta Gerencia, la ASEP ha mantenido la cantidad de personal existente en la misma, siendo que el trabajo ha incrementado significativamente.

Para la atención del Mercado Local, el personal adicional es requerido para:

- En el último año se ha notado el dinamismo de los Grandes Clientes por convertirse en Participantes del Mercado y se espera que en el futuro esa tendencia se mantenga debido a la eliminación paulatina del subsidio a la tarifa eléctrica. (MER completo, subastas de derechos de transmisión, administración de contratos firmes, más Grandes Clientes, etc.).

Para la atención del Mercado Eléctrico Regional, el personal adicional es requerido para:

- Cumplimiento de las normativas y tiempos de entrega del RMER/ PDC y posteriormente el RMER definitivo.
- Adecuación de sistemas informáticos y de procesos en inter-relación con el mercado nacional para la emisión de transacciones comerciales.
- Atención a las subastas de derechos de transmisión y a la administración de contratos firmes en coordinación con el Mercado Nacional.
- Inscripción de nuevos Agentes en el EOR del MER por los incrementos en el Mercado Nacional.

Para mayor detalle el siguiente cuadro presenta un análisis del número de profesionales necesarios para el desarrollo de las crecientes actividades de la GME.

Cuadro No. 27

	Factor Asociado	Actividades	Tiempo promedio	horas x año	días laborables x año
<b>Analista de Mercado – MER y LOCAL</b>					
Contratos Firmes y Subastas de Derechos de Transmisión en el MER para 81 empresas habilitadas en el Mercado Local.	Período a considerar en la aplicación de contratos firmes es de 24 hrs. los 7 días de la semana.	Carga diaria - horaria de Contratos firmes para en el MER, verificación de inconsistencias.	(4 hrs.)*(30 días)*(12 meses)	1440	180
	Verificación de Cargos de Transmisión asociados al MER	Revisión, verificación de inconsistencias con el EOR	(2 hrs.)*(30 días)*(12 meses)	720	90
	Participación en subastas del MER	Participación en las subastas a realizarse en los países de la Región	(8 hrs.)*(3 días)*3 subastas)	72	9
Incremento en la cantidad de Agentes en el Mercado Local: 6 Grandes Clientes ya reportados, al menos 12 proyectos de generación.	Este incremento de 22% a darse en el transcurso de un año a partir de la fecha.	Carga diaria - horaria de Contratos y transacciones en el Mercado Local con sostenibilidad en el tiempo.	(4 hrs.)*(30 días)*(12 meses)	1440	180
Tiempo promedio requerido	208 días/colaborador, se requieren 459 días en total, lo que representan 2 colaboradores adicionales				

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Tal como se ha mencionado con anterioridad, si la estimación de los días efectivos trabajados por año es de 208 y el tiempo promedio requerido para estas actividades es 279 días por año, entonces se requieren dos (2) personas para ello.

Siendo que la división del trabajo es una realidad y la especialización del trabajo se requiere para atender los dos Mercados (Local y Regional), es necesario que la coordinación de personal subalterno sea manejada por una jefatura en cada Mercado esto ayudará al manejo de información y la interrelación con los niveles jerárquicos de ETESA, así como con los Participantes de Mercado.

Por lo anterior, le reiteramos nuestra solicitud original de aumentar la cantidad de personal en la GME a 12 colaboradores.

#### Gerencia de Soporte Técnico (GST)

En atención a lo establecido en el Cuadro No. 24 de la pág. 178 del citado Anexo A, hay un déficit importante entre el personal existente que labora hoy día en el CND y los propuestos por la ASEP, así: con 14 colaboradores solicitados quedaron en 9, incluso

disminuyendo en 4 unidades las plazas actuales con la que cuenta esta Gerencia. Hacemos esta observación a la ASEP para su revisión.

A continuación cuadro que contiene la comparación entre el personal solicitado por el CND para esta gerencia, y el propuesto por ASEP.

Cuadro No. 28

Áreas	Puesto	Al 11-sep-2012	RECOMENDADO POR	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
<i>Gerencia de Soporte Técnico</i>		11	CND	13	16	19	20
			ASEP	10	11	15	15
Gerencia	Gerente (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	1	1	1	1
	Asistente Administrativa (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	1	1	1	1
Sección de Mantenimiento de Equipo Técnico (**)	Jefe de Sección (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	0	0	0	0
	Ingeniero de Mantenimiento SCADA (*)		CND	2	2	3	3
			ASEP	1	1	1	1
	Ingeniero de Mantenimiento SMEC (*)		CND	2	2	3	3
			ASEP	2	2	3	3
Técnico de Mantenimiento (*)	CND		1	2	2	2	
	ASEP		2	2	4	4	
Sección de Programación (**)	Jefe de Sección (*)		CND	1	1	1	1
			ASEP	0	0	0	0
	Analista Base de Datos Técnica (BDI)		CND	1	1	1	1
		ASEP	0	0	0	0	
	Analista SCADA (*)	CND	1	1	1	1	
		ASEP	1	2	2	2	
Programador (*)	CND	2	4	5	6		
	ASEP	2	2	3	3		
(*) Puestos existentes en la estructura del CND.							
(**) Secciones existentes en la estructura del CND.							

Al revisar la estructura de personal propuesta para la Gerencia de Soporte Técnico se aprecia que de los 20 colaboradores solicitados, la ASEP aprueba 15 colaboradores al final del período tarifario. Es imprescindible que el Regulador conozca la dimensión de trabajo presente y futuro que debe afrontar esta Gerencia, la cual pasamos a explicar.

Para mayor detalle el siguiente cuadro presenta un análisis del número de profesionales necesarios para el desarrollo de las crecientes actividades de la GST.

Cuadro No. 29

	Factor Asociado	Actividades	Tiempo promedio	Días x año	
Funciones Informáticas	Desarrollos Operativos y Comerciales	Mercado Nacional (DTE, cambio procesos: pérdidas, valor del agua, etc.; migración de la nueva plataforma BDI)	25 proyectos (20 días x proyecto)	500	
		Mercado Regional	5 proyectos (15 días x proyecto)	75	
	Desarrollos SCADA	Diagramas del SIN en el despacho	2 días x S/E (21 subestaciones según cuadro de entrantes)	42	
		Bases de Datos	5 días x S/E (21 subestaciones según cuadro de entrantes y comisionado)	105	
			2 días para modificaciones y atención a daños (82 RTU)	164	
		Interfaces Entrada y Salida con las aplicaciones planeamiento Pre y Pos despacho.	10 proyectos (15 días x proyecto)	150	
	Soporte a Plataformas auxiliares	Administración plataformas (almacenamiento NAS, Medidores de mercado MV90, Firma digital, SITR, respaldos, libranzas, Envase, Web)	8 proyectos(4 horas c/u por quincena )	96	
	Soporte a usuarios	Configuración de equipos usuarios	25 equipos x 4horas, y atención usuario 2 horas/semestre	42.5	
	<b>Total</b>				1174.5
	Tiempo total / 208 días para un colaborador	5.65	6 colaboradores en Informática		
	Factor Asociado	Actividades	Tiempo promedio	Días x año	
Servicios Auxiliares	planta de emergencia (4hrs/semana)		15 hrs/ semana	219	
	vehículos (4hrs/u)		4hrs/mes /vehículo al año	104	

	revisión diaria de grabadora de voz, temperatura, cámara	3horas /día	78	
	Mantenimiento Banco y UPS	10horas /quincena	240	
Laboratorio	Reparación todo lo relacionado y calibraciones de medidores de los nuevos entrantes	2 días/2 persona/semana	208	
Desarrollos por integración y plan de expansión		4hrs/semana	26	
Certificaciones SMEC	Auditorias	9 grandes clientes para auditoría inicial	3 días por mes por agente	27
		Certificación Anual de 284 medidores	2 día por agente en su punto de entrega	162
		por daños o mejoras	47 días visitas /año	47
Actividades SCADA	Comisionar protocolos	3días /agente entrante	36	
Visitas a Subestaciones	Mantenimiento preventivo y equipos periféricos por RTU	1 sema x RTU (20medidoires, 200 indicaciones y 50controlespor RTU)	410	
	Revisión por daño de 82 RTU	2 días promedio por RTU al año	164	
Total			1721	
Tiempo total / 208 días para un colaborador	8.27	9	colaboradores de mantenimiento	
Número de colaboradores en GST (No considera gerente y asistente)		15		

#### Sección de Mantenimiento:

En la actualidad, esta sección cuenta con un (1) jefe, cinco (5) ingenieros y un (1) técnico que atienden primordialmente tareas relacionadas con el Sistema de Medición Comercial (SMEC), SCADA y los trabajos en la estación maestra como investigación o reparaciones en laboratorio, soporte a usuarios y los servicios auxiliares del edificio que alberga al CND (tales como los UPS, planta de generación, aires acondicionados, luminarias, etc.).

Del documento en consulta, pareciera la ASEP ha preferido incrementar el número de Técnicos de Mantenimiento que Ingenieros de Mantenimiento, no dejando plasmado el criterio utilizado para tal decisión.

En las actividades del SMEC, se recalca que en la actualidad se cuentan con 284 medidores SMEC instalados (40 que se comunican por micro ondas, 131 por modem y 113 por internet), con un registro promedio estimado de atención de cien (100) visitas al

año para: 3 Distribuidores, 45 Grandes Clientes, 2 Transmisores, 28 Generadores, 3 Autogeneradores, con un total de 81 empresas que participan en el mercado. Además, actualmente se están gestionando la entrada de nueve (9) Grandes Clientes adicionales como son: Agro Industrias Alimenticias (molino y harinera), Varela Hnos., Goly, Ace Intl., Embajada americana, la Caja de Seguro Social (CSS), los Súper 99 de Sabanitas y Villa Lucre, Parque Logístico y ocho (8) nuevos generadores enumerados abajo en SCADA.

Las visitas por Auditorías SMEC, se realizan siempre con dos (2) especialistas (ingenieros) al sitio, ya sea por (i) daños en los equipos, (ii) nuevos entrantes ó (iii) mejoras a las instalaciones SMEC; incluyen el transporte a nivel nacional que añade riesgo al colaborador que se ajusta a las horas de libranzas programadas, el manejo de los equipos patrón, pértigas, aplicaciones de protocolos, además de los peligros de estar en áreas de alta tensión, exige por demás conocimiento especializado del personal para la integración de protocolos, dada la gama de medidores y tecnología de los diferentes participantes del mercado.

Actividades SCADA. La atención de los RTU del SCADA a nivel nacional, se realizan siempre por dos (2) colaboradores, se coordinan para la atención de tareas de emergencias o programadas. El personal responsable se capacita en instalación, configuración e integración con otros equipos para enviar señales de estado, control y medidas al CND, incluso con otros equipos propietarios de los agentes participantes que se conecten en la misma.

Se tiene un promedio de una (1) visita semestral por área para mantenimiento de: Chiriquí, Bocas del Toro, provincias centrales, Panamá y Colón; manteniendo siempre dos (2) colaboradores por misión para compartir el trabajo y la seguridad en equipo (conducir vehículo, trabajo físico y de programación). Actualmente, se tienen ochenta y dos (82) RTU's físicas y treinta (30) configuradas en EOR por programación, además de las nuevas subestaciones en evaluación y/o construcción: Dominical, El Coco, los proyectos de generación se detallan abajo. Todos estos equipos se deben integrar al sistema SCADA.

Con el nuevo proyecto SCADA se requiere preparar al personal en la nueva tecnología, nuevos protocolos (104, DNP3 sobre TCP/IP y comunicaciones con otros centros de control) para atender la integración de nuevos entrantes de diversas tecnologías.

Los proyectos de generación a integrar al SCADA son:

Cuadro No. 30

<b>PROYECTOS 2013</b>			
Planta	Potencia (MW)	Fecha	Semana
<u>Bugaba I</u>	4.23	30-Sep-13	Semana 39
<u>Nuevo Chagres (I Etapa)</u>	55	1-Dec-13	Semana 48
<b>PROYECTOS 2014</b>			

Planta	Potencia (MW)	Fecha	Semana
<u>San Andrés</u>	5	30-Mar-14	Semana 13
<u>Monte Lirio</u>	51.65	1-Jun-14	Semana 22
<u>El Alto</u>	67.3	1-Jul-14	Semana 27
<u>Rosa de Los Vientos (I Etapa)</u>	52.5	1-Jul-14	Semana 27
<u>Marañón</u>	17.5	1-Jul-14	Semana 27
<u>Portobelo</u>	32.5	1-Jul-14	Semana 27
<u>Nuevo Chagres (II Etapa)</u>	62.5	1-Jul-14	Semana 27
<u>Bonyic</u>	31.86	19-Jul-14	Semana 29
<u>Pando</u>	32.9	16-Nov-14	Semana 46
<b>PROYECTOS 2015</b>			
<u>Barro Blanco</u>	13.30	6-Jan-15	Semana 02
<u>Nuevo Chagres (III Etapa)</u>	52.5	1-Jun-15	Semana 22
<b>PROYECTOS SIN FECHA</b>			
<u>Sarigua</u>	2.40		

<b>PLAN DE EXPANSIÓN DE ETESA</b>		
<u>Las Cruces</u>	19.81	Enero 2016
<u>San Bartolo</u>	19.45	Enero 2016
<u>Changuinola II</u>	214.00	Enero 2020
<u>Minera Panamá</u>		Autogenerador a carbón, estimada año 2017
<u>Planta de Gas Natural</u>		Con Contratos de Suministro inicio enero de 2017
<u>Planta de Carbón</u>		Con Contratos de Suministro inicio enero de 2017

Los proyectos de transmisión que deben integrarse al SCADA son lo siguiente:

- Nueva línea de transmisión Veladero – Llano Sánchez-Chorrera-Panamá. Fecha estimada agosto 2016.
- Nueva línea Santa Rita – Panamá II. Fecha estimada 1er trimestre del 2014.
- Las nuevas líneas y subestaciones que integrarán a la generación de Colon: i) nueva subestación Panamá III, ii) línea de transmisión Telfer – Panamá III en 230 KV, y iii) reemplazo de la actual línea 115 -3 y 115 - 4 (BLM - Panamá) a finales del 2016.

Otras Actividades. Dada la importancia del funcionamiento óptimo de los servicios auxiliares del edificio que alberga al CND, el personal de esta sección también se ocupa de las tareas rutinarias de mantenimiento de la Estación Maestra del SCADA, trabajos de investigación con nuevos equipos en laboratorio previas integraciones, servicios auxiliares del edificio (aire acondicionado, circuito de video vigilancia, grabadores de voz, planta, bancos, UPS). Otras actividades varias que realizan: inventario, flota y atención de soporte a los usuarios de la Sala de Despacho, al igual que otras unidades administrativas de ETESA como Dirección de Proyectos, Sección de Comunicación y Protección. Por norma, se mantiene siempre físicamente en la sede del CND (2) colaboradores, los que además pueden atender cualquier emergencia inesperada.

Atender los compromisos cada vez más numerosos, exige personal preparado que gestione de forma oportuna la atención de necesidades que se requiera en un momento dado. Es así que el CND requiere reforzar su personal para atender las nuevas integraciones al Sistema de Supervisión y Control, SCADA y atención oportuna SMEC en el total solicitado a la ASEP en el documento (*Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017*) para así atender en tiempo y forma todas las actividades arriba señaladas.

#### Sección de Programación:

En el documento (*Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017*) el CND consideró necesario reforzar el personal en el área de Analistas en Sistemas y Programadores pues se requieren automatizar procesos operativos y comerciales derivados de las recientes modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad que inciden tanto en el mercado local y como en el mercado regional, así como también nuevas interfaces operativas con las nuevas herramientas del SCADA.

En la actualidad el CND no ha finalizado el desarrollo completo de la Base de Datos Integrada haciendo falta culminar algunas tareas operativas y comerciales.

Como es del conocimiento de la ASEP, el CND está en la etapa de sintonización del nuevo programa de planificación de corto plazo (NCP programa de PSR) el cual requerirá tareas importantes de programación para su uso efectivo.

El nuevo sistema SCADA, el cual actualmente el CND se encuentra en proceso de instalación, viene con una serie de aplicativos que para poder incorporarlos y hacerlos funcional a los usuarios requiere igualmente un apoyo en programación importante. A continuación se numeral algunos de estos aplicativos: Calculations/MATLAB, Calculations/PowerCalc, PAS Interlock, PI/Historian, Nostradamus, Interchange Transaction Scheduler (ITS), Economic Dispatch, UDW, Generation Operations AGC, Dispatcher Power Flow (DPF), Equipment Outage Scheduler (EOS), Network Modeling, Network Save Case, Operator Training Simulator (OTS), Optimal Power Flow (OPF), Security Analysis (SA), State Estimator (SE), Load Shed, ICCP

Adjunto se enumeran algunos procesos comerciales y operativos que se tienen ya planificados a realizar en el corto, mediano y largo plazo.

Proyectos a Corto Plazo 2013

### 1. Implementación de Procesos Comerciales.

El CND cuenta con toda una infraestructura de hardware y software utilizada para el manejo de los procesos operativos y comerciales.

Actualmente se tienen en uso los aplicativos desarrollados para los aspectos operativos quedando pendientes por verificación, corrección y puesta en marcha, varios procesos del área comercial.

El objetivo es culminar con las verificaciones pendientes y realizar las correcciones necesarias a los siguientes aplicativos:

- Generación Obligada
- Seguimiento de Demanda
- Compensación de Potencia
- Servicios Auxiliares
- Liquidación de Energía
  - Pérdidas de Transmisión
  - Liquidación de contratos
  - Liquidación de Generación en Pruebas
- Documentos de Transacciones Económicas Nacionales

### 2. Adecuaciones para la Entrada del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

El proyecto del RMER consiste en el desarrollo de aplicaciones necesarias ante la incorporación de las normativas que regulan el MER. En este proyecto ya se han culminado y puesto en producción casi el 70% de las aplicaciones necesarias, pero aún están sin culminar detalles que ocuparán tiempo de análisis y desarrollo (pero que no afectan el intercambio de información operativa y comercial de los Agentes hacia el EOR), como lo son:

- Envío de Medición Comercial Regional.
- Consideración de Factores en Cálculos de Importación.
- Consideración de Capacidades Máximas de Transferencia en Intercambio.
- Documento de Transacciones Económicas Regional
- Manejo de Reclamos.

### 3. Recientes modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad

Con estas modificaciones han surgido una serie de cambios al manejo de los procesos post-operativos que impactan directamente a los procesos e interfaces utilizadas actualmente. En este caso será necesario modificar y automatizar los siguientes procesos:

- Interface para la generación de las hidro de pasada
- Modificación del proceso de determinación del Costo Marginal del Sistema
- Cambio en las tablas fuentes de la Base de Datos.

#### 4. Proyecto de Renovación del Sistema de Supervisión y Control (SCADA)

El Proyecto de Renovación del Sistema SCADA, se espera culminar a inicios del 2014. Para esto, debemos haber cumplido con:

- Actualización de la Base de Datos
- Actualización de los Unifilares
- Pruebas Punto a Punto
- Realización de las Pruebas en Sitio
- Comisionado de toda la Base de Datos
- Reemplazo del modelo de Despacho de Corto Plazo.

La renovación del SCADA, dejará inoperable herramientas de uso diario para el planeamiento y manejo del despacho de las unidades generadoras “Resource Scheduling” el cual será reemplazado por nuevas herramientas como: el “NCP” - alternativa primaria- y el “Genops” - alternativa secundaria-. Estas dos herramientas, necesitarán contar con varias interfaces tanto para la entrada de datos (definición de parámetros iniciales), así como de interfaces para la salida de datos (recolección de resultados) y mostrarlos en un formato similar al utilizado actualmente.

- Interfaces de entrada para el NCP
- Interfaces de Salida para el NCP
- Interfaces de entrada para el Genops
- Interfaces de Salida para el Genops.

Estamos hablando de al menos siete (7) interfaces de entrada y no menos de cinco (5) de salida para cada uno de estos aplicativos, que se espera que crezca al realizar las pruebas y verificar resultados.

- Adecuación del Video Wall

Actualmente, el CND cuenta con un tablero mímico donde se aprecian a simple vista todo el Sistema Eléctrico Nacional. Este tablero ha quedado obsoleto, razón por la cual será reemplazado y este reemplazo necesitará apoyo tanto para el grupo de hardware como para el de software, ya que tendrá que configurarse la integración de este equipo al nuevo SCADA.

#### 5. Configuración de nueva Licencia de Base de Datos Oracle

Debido a la gran cantidad de información que maneja actualmente la base de datos operativa y comercial, se ha invertido en una nueva Licencia Oracle para ser instalada y configurada en un Servidor “Spare” que vino con el proyecto original con el objetivo de separar los ambientes de producción y de prueba, permitiendo un mejor desempeño y ampliando la capacidad de recopilación de datos.

Proyectos a Mediano Plazo (2014-2015)

#### Inteligencia de Negocios

El CND mantiene el interés de proveer a los Agentes del Mercado, acceso a su base de datos operativa y comercial, de manera segura y sin mermar el desempeño de la base de datos en producción. Para esto requiere implementar una plataforma que incluirá hardware (servidor), software (licencias de base de datos y aplicativos) que permitan el

acceso a una base de datos replicada a la que se encuentra en producción. Esto les permitirá a los Agentes poder realizar sus propios informes, análisis y estudios.

#### 1. Reemplazo del Servidor de Almacenamiento

El CND cuenta con un servidor NAS (del inglés Network Attached Storage), utilizado como Repositorio de Datos. Este servidor es trascendental para el control de documentos y ha quedado desactualizado en cuanto a hardware, razón por la cual será necesario realizar toda una logística de reemplazo para procurar que toda la información presente en el servidor actual pase al nuevo equipo. Esto sin contar que el nuevo equipo, necesitará ser configurado e integrado a la red corporativa previamente.

#### Proyectos a Largo Plazo 2016

#### 2. Renovación de Plataforma Operativa y Comercial

Dada la importancia de los procesos operativos y comerciales que lleva a cabo el CND, consideramos prudente tomar en cuenta realizar la actualización de las herramientas usadas actualmente. Tanto en plataforma como en los análisis y desarrollos del código fuente. Esta actualización impactaría a los siguientes procesos:

##### Operativos:

- Pre-Despacho de Energía Semanal
- Pre-despacho de Energía Diario
- Despacho de Precio
- Post-Despacho
- Comparativo de Demanda
- Costo de Combustible
- Generación Obligada
- Cálculo de Potencia Firme
- Informe de arranques
- Informe de Potencia Media

##### Comerciales:

- Carga de Datos del Sistema de Medición Comercial (SMEC)
- Liquidación de Energía en Contratos
- Liquidación de Energía en el Mercado Ocasional
- Cálculo de Generación Obligada
- Cálculo de Servicios Auxiliares Generales
- Cálculo de Servicios Auxiliares Especiales
- Cálculo de Compensación de Potencia
- Documento de Transacciones Económicas
  
- “Upgrade” del SCADA

Es saludable para la seguridad de la operación del SIN y todo sistema tecnológico mantenerse siempre actualizado. Es por esta razón que se considera la actualización de software y hardware a tres años después de adquirido el sistema SCADA, con el objetivo

de mantenerlo siempre “verde” es decir, actualizado, evitando cuellos de botella en los procesos y obsolescencia.

Por todo lo plasmado en este punto, reiteramos nuestra solicitud de atender la solicitud de que el personal de la Gerencia de Soporte Técnico se fije en 20 colaboradores.

#### Gerencia de Operaciones (GOP)

Las responsabilidades de la Gerencia de Operaciones están definidas en el marco regulatorio de la actividad del sector, teniendo como objetivo principal la atención de la demanda prevista, administrando los recursos de generación disponibles en forma continua, segura, confiable y económica.

Reiteramos lo planteado en el informe del CND con respecto a que en diferentes informes de Auditorías realizadas por la ASEP, se incluyeron observaciones críticas sobre el desempeño del CND en su gestión debido a: i) alta rotación y ii) nivel de experiencia que tiene el recurso humano de la Gerencia de Operaciones para el desarrollo de los procesos operativos. Por esta razón reiteramos que consideramos necesaria una reorganización de las actividades y sus responsables, que son desarrolladas en esta unidad del CND.

Adicionalmente, hacemos referencia a la Auditoría realizada por la ASEP en el año 2010 en la que se recomienda al CND intensifique sus análisis en la programación y operación del despacho diferenciando el largo, mediano y corto plazo, haciendo referencia a los siguientes hallazgos identificados como los principales problemas detectados:

- No se realiza la Programación de Largo Plazo con un horizonte de 5 años;
- No se indica la forma en que se verifica y proyecta la demanda de energía eléctrica;
- No se dispone de estudios que permitan verificar la razonabilidad de los costos variables informados por los generadores térmicos;
- No se programan los mantenimientos de forma tal de minimizar el costo de abastecimiento;
- El despacho de la generación hidráulica puede resultar incorrecto por limitaciones en los modelos de simulación y la forma en que se determina la CAR;
- El costo incremental de la generación térmica resulta de una aproximación que puede no resultar válida para el punto de operación óptima de la unidad generadora;
- El margen de reserva efectivo no asegura el mínimo costo de abastecimiento;
- Se observan importantes desvíos entre diferentes niveles de programación así como entre los valores del pre-despacho y los resultantes de la operación real;
- Los precios de la energía resultan muchas veces definidos por un Valor de Agua que no está correctamente determinado;
- La disponibilidad de generación no parece compatible con los costos marginales;
- El CND tiene problemas en conservar su personal lo cual hace que actualmente tenga una planta de personal inferior a la óptima;
- El sistema de administración de la información no asegura que la misma sea confiable, trazable y homogénea para todos los procesos.

Considerando los resultados obtenidos de las auditorías realizadas por la ASEP para verificar el desempeño del CND en cuanto al cumplimiento de la normativa, la Gerencia de Operaciones del CND identificó que debía realizarse con prioridad una revisión en su

estructura organizativa, para considerar aspectos como: i) organización centrada en los procesos misionales, ii) organización eficiente de los procesos, iii) clara delimitación de responsabilidades y iv) tiempo para mejorar la gestión.

Con respecto al sustento del personal de la GOP y de la creación de las dos nuevas gerencias en la estructura del CND, que ahora identificadas por recomendación de ASEP deben ser parte de la GOP, lo incluido en el documento presentado al consultor es la referencia de todas las labores que deberá desempeñar los colaboradores de los diferentes grupos de trabajo.

A continuación cuadro que contiene la comparación entre el personal solicitado por el CND para esta gerencia, y el propuesto por ASEP.

Cuadro No. 31

Áreas	Puesto	Al 11-sep-2012	RECOMENDADO POR	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	
<b>Total.....</b>		<b>28</b>	CND	44	44	44	44	
<b>Gerencia de Operaciones (GOP)</b>			ASEP	39	40	40	40	
Gerencia	Gerente (*)	<b>28</b>	CND	1	1	1	1	
	Asistente a la Gerencia (*)		ASEP	1	1	1	1	
			CND	1	1	1	1	
			ASEP	1	1	1	1	
			CND	1	1	1	1	
	Asistente Administrativa (*)		ASEP	2	2	2	2	
CND			1	1	1	1		
Sección de Operaciones (Despacho de Energía) (**)	Jefe de la Sección (*)		CND	1	1	1	1	
			ASEP	1	1	1	1	
	Despachador (*)		CND	24	24	24	24	
			ASEP	24	24	24	24	
Sección Planificación del Despacho de Mediano y Largo Plazo	Jefe de la Sección (*)		CND	1	1	1	1	
			ASEP	1	1	1	1	
	Analistas de Estudio de la Red Eléctrica II		CND	2	2	2	2	
			ASEP	3	4	4	4	
			CND	3	3	3	3	
			ASEP	3	3	3	3	
Sección Aplicaciones de la Operación	Jefe de la Sección		CND	1	1	1	1	
			ASEP	0	0	0	0	
	Analistas de Estudio de la Red Eléctrica I		CND	1	1	1	1	
			ASEP	0	0	0	0	
			Analista del	CND	1	1	1	1

	Despacho de Energía	ASEP	0	0	0	0
Sección Análisis de la Operación de Corto Plazo	Jefe de la Sección	CND	1	1	1	1
	Analistas de Estudio de la Red Eléctrica I	ASEP	0	0	0	0
		CND	2	2	2	2
	Analista del Despacho de Energía	ASEP	0	0	0	0
		CND	4	4	4	4
		ASEP	3	3	3	3
<b>(*) Puestos existentes en la estructura del CND.</b>						
<b>(**) Secciones existentes en la estructura del CND.</b>						

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Cabe aclarar que la ASEP ha propuesto la adición de un “Asistente Administrativo”, que no ha sido previsto en lo solicitado por el CND En ETESA, y específicamente en el CND, estos trabajadores además de las tareas que realiza una Secretaria, llevan a cabo también una serie de tareas administrativas propias de la empresa como por ejemplo tramitaciones de la caja menuda, control de tiempo, gestión de los informes y documentos para los viajes de los colaboradores, entre otros. Recomendamos que este nuevo colaborador sea propuesto por la ASEP para cumplir tareas misionales (o lo que es lo mismo, establecidas por norma) en las otras secciones de la GOP que tanto se requieren.

A este respecto se puede señalar que en las páginas 54 a 63 del documento presentado por el CND (*Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017*) se sustenta las labores de las diferentes secciones que formarían parte de la GOP. Con respecto a la duplicidad de encargados de estudios eléctricos señalamos, que si bien el cargo es de Analistas de la Red Eléctrica sus funciones no se circunscriben solamente al tema de estudios eléctricos, ya que en la Sección de Mediano Plazo, los analistas son responsables de los estudios de la red a mediano plazo, determinación de esquemas de control suplementario, seguimiento a los nuevos proyectos y estudios de viabilidad para su conexión al SIN, estudios regionales (MER y Colombia), futuro estudio de planificación de 2 años definido en las modificaciones al Reglamento de Transmisión. Mientras tanto, los Analistas de Red Eléctrica previstos en la Sección de Corto Plazo deben realizar los estudios eléctricos para salvaguardar la seguridad operativa de corto plazo (en el período de una semana), análisis y viabilidad de libranzas, confección de informes preliminares de eventos, revisión de informes de eventos de los Agentes, seguimiento e informes de incumplimientos en factor de potencia y voltaje incluido en el Reglamento de Transmisión y la preparación de los Informes finales de Eventos. En la sección de Aplicaciones para la Operación, el analista de red, estará encargado de preparación de base de datos SCADA, modelo de la red, administración de las aplicaciones de flujo de carga, análisis de contingencia, control automático de Generación, simulador para entrenamiento de despachadores, estimador de estado; es el responsable de la integridad de la información que se utilizará en los aplicativos para la operación del sistema eléctrico de potencia.

Con respecto a los Analistas de Despacho, el CND está requiriendo la asignación de cuatro (4) Analistas de Despacho para cubrir la labores de pre despacho semanal, despacho de precios, pos despacho, seguimiento a los informes de operación diaria de

los Agentes Generadores (más de 130 unidades generadoras), estimación de la demanda de corto plazo, atención de reclamos a la pre y pos operación, entre otros.

El requerimiento de crear dos (2) secciones nuevas en la GOP, se cimenta básicamente en la separación de los procesos de mediano y corto plazo, buscando con ello un mejor manejo y capacidad de administración de los recursos, pudiendo atender con mayor eficiencia y tiempo los compromisos de cada área, creando además especialización en el personal que ejecuta las tareas, pudiéndose lograr una alta efectividad en los resultados de las metas establecidas en cada sección. Es por ello que la creación de la Sección de Aplicaciones de la Operación, tiene como objetivo primordial atender las labores relacionadas con las aplicaciones del SCADA, tales como el estimador de estado, el control automático de generación (AGC), flujo de carga y el simulador para el entrenamiento de los Despachadores; labores estas que en la actualidad son atendidas con dificultades por el personal ya que las mismas demandan mucho tiempo y con un personal realizando duplicidad de funciones con lo que se pierde la atención de los detalles y mejoras a las mismas, cabe señalar que el nuevo SCADA posee herramientas poderosas que requieren de una dedicación constante que en la actualidad no es posible brindar. La separación de la actual Sección de Seguridad Operativa, en tres (3) secciones no es más que la especialización de los grupos de trabajo para atender los compromisos del área, creando la experiencia necesaria en el personal, para atender con calidad y seguridad de todas las labores mencionadas.

Para mayor detalle el siguiente cuadro presenta un análisis del número de profesionales necesarios para el desarrollo de las actividades de la GOP. (Cabe recordar que la estimación de los días efectivos trabajados por año es de 208 por persona).

Cuadro No. 32

	Factor Asociado	Actividades	Tiempo promedio	Días x año
<b>Sección de Operaciones</b>				
<b>DESPACHADOR DE ENERGÍA</b>	Todos los días (365/año)	Revisión y aprobación de libranzas	0.5 días	182.5
	Todos los días (365/año)	Ejecución de libranza	0.5 días	182.5
	Todos los días (365/año)	Pre despacho diario	0.17 días	62.05
	Todos los días (365/año)	Re despacho	0.17 días	62.05
	Todos los días (365/año)	Despacho económico	0.25 días	91.25
	Todos los días (365/año)	Elaboración de Reportes de Despacho de la Operación Diaria	0.17 días	62.05
	Todos los días (365/año)	Operación de la red de transmisión	0.50 días	182.5
	Todos los días (365/año)	Solicitud y Ejecución de Mantenimientos con el SER (EOR)	0.03 días	10.95
	Todos los días (365/año)	Listado de Trabajos Programados	0.04 días	14.6
	Todos los días (365/año)	Reporte al EOR	0.03 días	10.95
	Todos los días (365/año)	Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT)	0.03 días	10.95

Tiempo promedio requerido	873 días x año - 4 personas *			
Sección de Mediano Plazo				
PLANIFICADOR DE DESPACHO DE ENERGÍA	1 al año	Confección del Informe de Confiabilidad	30 días	30
	Semanal (52/año)	Despacho Semanal	1 día	52
	Semanal (52/año)	Actualizaciones del Despacho Semanal	1 día	52
	Anual (10 Agentes)	Revisión de auditorías contables	3 días	30
	Por requerimiento (20/año)	Cálculo de potencia firme de Largo plazo	15 días	300
	Semestral	Confección del informe de planeamiento Operativo	40 días	80
	Anual	Programación Anual de Mantenimiento	40 días	40
	Días hábiles (250/año)	Administración de base de datos de SDDP	0.05 días	12.5
	Por requerimiento (15/año)	Estudios solicitados por la ASEP y la SNE	10 días	150
	Anual	Confección del informe indicativo de demanda	35 días	35
ANALISTA DE RED	Días hábiles (250/año)	Administración del Catálogos de Equipos del SIN	0.05 días	12.5
	Por requerimiento (25/año)	Análisis de viabilidad de nuevos proyectos	10 días	250
	Días hábiles (250/año)	Administración de base de datos de SDDP	0.05 días	12.5
	Días hábiles (250/año)	Administración del Catálogo de protecciones	0.05 días	12.5
	Cuatrimestralmente	Estudios Regionales de Seguridad Operativa	10 días	30
	Anual	Confección del Informe de Seguridad Operativa de la Red Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional	30 días	30
Tiempo promedio requerido	1129 días x año - 6 personas			
Sección de Corto Plazo				
ANALISTA DE DESPACHO	Semanal (52/año)	Confección del Informe de Indicadores de Disponibilidad Semanal	1 día	52
	Días hábiles (250/año)	Administración de base de datos de RS	0.05 días	12.5
	Semanal (52/año)	Pre despacho Semanal	1 día	52
	Semanal (52/año)	Actualización del Pre despacho Semanal	1 día	52
	Mensual	Confección del informe mensual de operaciones	15 días	180
	Diario	Pos despacho	1 día	365
ANALISTA DE RED	Semanal (52/año)	Verificación de incumplimientos a la Norma de Calidad de los Niveles de Tensión	1 día	52
	Días hábiles (250/año)	Confección del Informe Preliminar de un Evento	0.5 días	125

	Anual (10 Agentes)	Asistencia a Pruebas de Eficiencia de los Generadores Térmicos y revisión de resultados	7 días	70
	Semanal (52/año)	verificación de seguridad operativa semanal	1 día	52
	Por requerimiento (35/año)	Revisión de Condiciones Operativas de Tiempo real.	0.25 días	8.75
	Por requerimiento (15/año)	Confección del informe final de un evento	20 días	300
	Días hábiles (250/año)	Información Diaria requerida por el MER	0.25 días	62.5
Tiempo promedio requerido	1384 días x año -7 personas			
Sección de Aplicaciones				
ANALISTA DE DESPACHO	Semanal (52/año)	Mantenimiento a la base de Datos SCADA	0.25 días	13
	Por requerimiento (35/año)	Inclusión de nuevos proyectos para el telecontrol y operación	3 días	105
	Por requerimiento (25/año)	Mantenimiento a aplicativos para el manejo de datos y procesos	5 días	125
	Semanal (52/año)	Mantenimiento al AGC	0.5 días	26
ANALISTA DE RED	Semanal (52/año)	Mantenimiento a la base de Datos SCADA	0.5 días	26
	Semanal (52/año)	revisión de funcionalidad del Estimador de Estado	0.5 días	26
	Semanal (52/año)	Revisión y prueba de Aplicaciones SCADA	2 días	104
	Semanal (52/año)	Mantenimiento y pruebas con el Simulador de Entrenamiento DTS	2 días	104
Tiempo promedio requerido	530 días x año - 3 persona			
<p><b>* Esta sección labora turnos rotativos y se requiere por lo menos seis grupos de trabajo para cubrir todos los turnos, por lo que se requiere como mínimo 24 personas</b></p> <p><b>NOTA: Los cálculos realizados no contemplan el trabajo del Gerente de Operaciones, Jefes de Sección, Asistente a la Gerencia ni de la Asistente Administrativa.</b></p>				

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Adicional al trabajo diario realizado por el personal de la GOP, debemos considerar el tiempo dedicado por este mismo personal para la elaboración de aquellos estudios o análisis solicitados por terceros. A continuación se presenta el listado de los informes, así como el tiempo promedio para su elaboración, durante este período tarifario 2009-2013.

Cuadro No. 33

INFORMES SOLICITADOS POR TERCEROS DURANTE EL QUINQUENIO 2009-2013

Seguimiento de Informes						
No.	Código	Tema	Solicitado por	Tiempo promedio de elaboración (días hábiles)	Personal del CND involucrado	
					Elaborado por	Revisado por
1	PLANOP-02-01-2009	Trimestral ASEP	ASEP	6	Ingenieros	Jefe de la Sección
2	PLANOP-03-02-2009	Análisis Salida de Unidades de EGESA	ASEP	5		
3	PLANOP-09-04-2009	Trimestral ASEP	ASEP	6		
4	PLANOP-11-04-2009	Análisis Salida de Unidades de COPESA	ASEP	5		
5	PLANOP-17-07-2009	Informe para Aplicación de Resolución AN N° 2717	ASEP	8		
6	PLANOP-22-09-2009	Informe de Cobertura de La Demanda (Trimestral Septiembre)	ASEP	6		
7	PLANOP-01-01-2010	Solicitud ASEP Nota N°.DSAN-3776-09	ASEP	5		
8	PLANOP-06-04-2010	Informe de Cobertura de La Demanda (Trimestral Abril)	ASEP	6		
9	PLANOP-10-06-2010	Informe de Cobertura de La Demanda (JUNIO)	ASEP	6		
10	PLANOP-11-06-2010	Informe de Cobertura de La Demanda (JUNIO versión II)	ASEP	4		
11	PLANOP-24-10-2010	Informe de Cobertura de La Demanda (Trimestral Octubre)	ASEP	6		

12	PLANOP-29-11-2010	Informe de Cobertura de La Demanda (Sin EGESA DSAN-2354-10)	ASEP	5			
13	PLANOP-09-04-2011	Informe sobre la Cobertura de Demanda (Trimestral Abril)	ASEP	6			
14	PLANOP-16-05-2011	Informe de Cobertura de Demanda-GENA	ASEP	5			
15	PLANOP-20-06-2011	Informe de Cobertura de Demanda-EGESA	ASEP	5			
16	PLANOP-29-09-2011	Informe de Cobertura de Demanda-EGESA Turbinas de Gas	ASEP	5			
17	PLANOP-40-11-2011	Informe de Cobertura de Demanda-EGESA (Turbinas de GAS)	ASEP	5			
18	PLANOP-41-11-2011	Informe de Cobertura de Demanda-GENA (Termocolón)	ASEP	5			
19	PLANOP-07-03-2012	Informe de Cobertura de Demanda-EGESA (Turbinas de GAS)	ASEP	5			
20	PLANOP-11-05-2012	Informe Sobre el Comportamiento del Costo Marginal de la Demanda 2012-2015	ASEP	3			
21	PLANOP-12-05-2012	Informe de Cobertura de Demanda-BLMG5	ASEP	5			
22	PLANOP-33-10-2012	Informe de Cobertura de Demanda - MIRG3 y MIRG4	ASEP	5			
23	PLANOP-36-10-2012	Informe de Cobertura de Demanda -	ASEP	6			

		Octubre_2012				
24	PLANOP-05-04-2013	ASEP_Nota_DSAN No. 986-13 (Situación Fortuna)	ASEP	4		
25	PLANOP-06-04-2013	Informe de Cobertura de Demanda_Abril 2013	ASEP	6		
26	PLANOP-13-08-2013	Cobertura SNE	SNE	12		
27	SEGOP-11-05-2009	Informe ASEP_Eventos ocurridos en MDN_Separador de Barras	ASEP	5		
28	SEGOP-23-09-2012	Informe Técnico sobre la capacidad de la red de transmisión	ASEP	7		
		TOTAL		157		
ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. SNE: Secretaría Nacional de Energía.						

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Como se puede apreciar en el cuadro han sido un estimado de ciento cincuenta y siete (157) días hábiles del período tarifario los que el personal del CND ha tenido que dedicar exclusivamente a la elaboración de los informes solicitados por terceros.

Cabe resaltar que para la atención de estas tareas, principalmente relacionadas con la planificación de los recursos de generación, se requieren de tres (3) ingenieros que ocupan el puesto de Planificadores de Despacho de Energía que han dedicado un promedio de cincuenta y dos (52) días hábiles para ello en este período tarifario, quienes evidentemente deben atender también sus tareas cotidianas.

Como se indica en el cuadro anterior, también se requiere la revisión por parte de los superiores jerárquicos de estos ingenieros, dada lo delicada de la información que brinda el CND.

Con lo expuesto en este apartado, reiteramos la necesidad que a la Gerencia de Operaciones se le fije en 44 la cantidad de colaboradores.

#### Gerencia de Monitoreo y Análisis de Desempeño (GMAD)

Esta Gerencia será responsable de elaborar e implantar un sistema de control de gestión y de evaluación de desempeño para las actividades del CND. El concepto interpretado por la ASEP, nos permite inferir que sólo se considera a la gestión de la Gerencia de

Operación, como la única que requiere seguimiento, lo cual no es el objetivo sino que tenga alcance a toda la organización. El alcance previsto por el CND para esta nueva gerencia es mayor, ya que el objetivo es implementar un sistema de cálculo de indicadores claves de desempeño para el CND a nivel global (clientes internos y externos).

Es la intención de la presente dirección del CND tener un sistema de control de gestión y evaluación de desempeño orientado a verificar el cumplimiento de los planes y programas estratégicos anuales del CND. También dicho sistema deberá comprender mecanismos para la adquisición de información sobre los distintos procesos y los resultados obtenidos, el cálculo de indicadores claves de desempeño para cada una de las áreas de la organización y el reporte de información al personal directivo del CND. Inclusive el seguimiento del desempeño del Mercado Mayorista de Electricidad permitirá al CND detectar las deficiencias, que atenten contra el desempeño eficiente del mercado eléctrico.

La nueva Gerencia de Monitoreo y Análisis de Desempeño del CND confrontará los resultados obtenidos con las metas establecida en su plan y evaluará el desempeño de la organización en todas sus facetas (administrativa, financiera, técnico-operativa y comercial). De esta forma será posible monitorear el funcionamiento del CND, evaluar el efecto de programas en curso y acciones tomadas por la Dirección, identificar puntos débiles en las operaciones del CND y establecer planes y programas específicos orientados a su mejoramiento.

Como valor agregado, la implantación de un sistema de auditoría y calidad permitiría en un futuro acceder de manera rápida a la certificación de calidad bajo una norma internacional como la ISO 9001. Asimismo esta unidad asumirá la responsabilidad de relaciones externas, consolidación de informes claves, desarrollo de actividades de formación incluyendo la gestión de los programas de capacitación e información divulgada sobre el CND.

#### Benchmarking de Operadores y Administradores del Mercado

En una investigación realizada de los portales WEB de algunos Operadores y Administradores del mercado se ha obtenido lo siguiente:

Operador de Nueva York, USA (NYISO)  
*Monitoreo del Desarrollo del Mercado*

Existe en la empresa NYISO la División de Monitoreo y Desempeño. Esta área cuenta con cuatro unidades<sup>9</sup>:

- i) Mitigación y Cumplimiento, que realiza día a día actividades de vigilancia, verificación de cumplimiento y actividades de mitigación cuando es necesario, incluyendo la aplicación de un Procedimiento Automático de Mitigación (AMP).

---

<sup>9</sup> C. Goldman, B. C. Lesieutre, E. Bartholomew. "A Review of Market Monitoring Activities at U.S. Independent System Operators". Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 2004.

- ii) Análisis, esta Unidad se centra en temas de largo alcance, incluyendo entre estos temas el análisis de los resultados del mercado y problemas de diseño.
- iii) Investigación, es responsable de llevar a cabo las investigaciones, incluyendo las auditorías físicas de las instalaciones, que son confidenciales, y las investigaciones formales sobre la conducta irregular o potencialmente no competitiva.
- iv) Servicios de Datos, que presta servicios transversales a las otras unidades.

Operador de Pennsylvania-New Jersey-Maryland, USA (PJM)

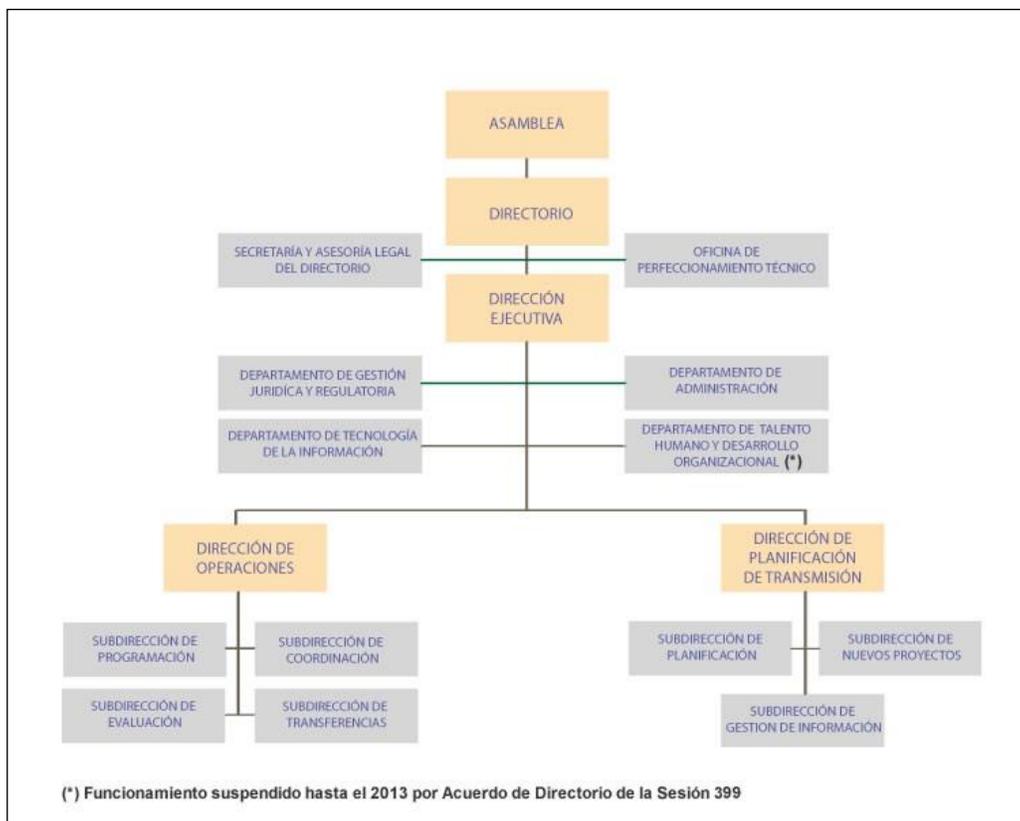
*Monitoreo del Desarrollo del Mercado*

El PJM la Unidad de Monitoreo del Mercado, realiza las tareas de verificación del comportamiento en conformidad con los lineamientos de operación de PJM, identificación de casos de ejercicio de poder de mercado y de comportamiento inusual. En esta unidad se realizan investigaciones, siguiendo y evaluando el comportamiento del mercado. Los resultados de sus investigaciones apoyan las actividades realizadas en la búsqueda de soluciones para mejorar diseño del mercado.

Se encuentran organizados como un grupo único, donde los integrantes son asignados a un tema en el mercado específico. Dicha unidad no tiene autoridad para sancionar o establecer medidas de mitigación, (excepto para poner precios techo a las unidades en operación), pero divulgan sus resultados a las entidades apropiadas (por ejemplo, Directorio de PJM y a los reguladores). En su gestión emplean a consultores para aconsejarlos en distintas materias del mercado en situaciones específicas.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Perú.

En COES existe la Oficina de Perfeccionamiento Técnico (OPT), dependiente del Directorio.



Fuente: Sitio web de COES.

Esta Oficina permanentemente evalúa el desarrollo de las funciones que le han sido asignadas al COES, conforme a los artículos 13 y 14 de la Ley 28832, a fin de proponer al Directorio las mejoras que estime pertinentes. Asimismo, deberá proponer mecanismos de administración de la información que garanticen la transparencia de la ejecución del despacho y de los resultados del mismo. Para el cumplimiento de sus fines, la OPT tiene acceso a toda la información que éste requiera y que es propia del COES. Además, la OPT elabora un Plan Anual para el desarrollo de sus funciones, el cual será aprobado por el Directorio y publicado en el Portal de Internet del COES antes del 31 de enero de cada año. Asimismo, presenta al Directorio reportes periódicos y a pedido especial sobre el desarrollo por parte del COES de las funciones que le han sido asignadas, estos reportes pueden incluir recomendaciones o el establecimiento de un plan de mejoras.

En la página 4 del Plan de Trabajo para el año 2012 se indicó que la OPT ha participado en diferentes labores relacionadas con el desempeño del COES, tales como:

- “...a) Verificación del cumplimiento de los Procedimientos Técnicos N°13, 14, 26 y 28.
- b) Revisión de los Estudios de Pre-operatividad presentados al COES en la vigencia del año 2010
- c) Seguimiento en la actualización y mejora, así como en la elaboración de nuevos Procedimientos Técnicos del COES.
- d) Estudio de Reingeniería del COES.

- e) Coordinación y elaboración del Planeamiento Estratégico Institucional.
- f) Proceso de mejora del Portal Web del COES.
- g) Apoyo en las impugnaciones, apelaciones y arbitrajes que llegan al Directorio del COES.
- h) Revisión de Proyectos de Dispositivos Legales que afectaban el desempeño del COES.
- i) Entre otros.”(el subrayado es nuestro).

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM), Colombia

En XM existe la Dirección Aseguramiento la Operación de la Gerencia Centro Nacional de Despacho (CND), que tiene a su cargo los siguientes equipos: Equipo de Análisis Post operativo, Equipo de Incorporación Tecnológica y Continuidad y Equipo de Entrenamiento.

La misión de esta Dirección es el aseguramiento de la operación para lo cual se requiere garantizar la administración de los riesgos que afectan la seguridad operacional del Sistema Interconectado Nacional SIN en sus diferentes horizontes y asegurar la continuidad de los procesos de XM. Para ello desarrolla acciones para mantener las competencias humanas y técnicas necesarias para la conservación y transferencia del conocimiento clave del negocio, ejecuta procesos para incorporar, evaluar y hacer seguimiento de la tecnología requerida por los diferentes procesos operativos del CND, hace seguimiento continuo de las variables de la operación y de los eventos que ocurren en la misma y también de los proyectos de implementación de la nueva reglamentación aplicable a los diferentes procesos del Centro Nacional de Despacho.

La gestión de esta Dirección se basa en el concepto de Seguridad Operacional, el cual está definido como el estado en cual el riesgo de la operación del SIN y de la administración del mercado, se mantiene en un nivel aceptable, por medio de un proceso continuo de identificación de riesgos y su administración. Para ello se hace un monitoreo continuo y la revisión de los riesgos identificados en la Gestión Integral de Riesgos GIR como los más críticos y se toman acciones para mantenerlos en un nivel aceptable. Como elementos de cultura este concepto se apoya en la rigurosidad, la excelencia y el manejo del error.

#### Justificación para cubrir las deficiencias planteadas en las auditorias

- Año 2003

Primeramente el citado audito resalta que los siguientes procesos no han sido sistematizados (Procesos sistematizados: Defecto crítico):

- a) Base de datos
- b) Normativo
- c) Auditoría y Controles generales<sup>10</sup>

Adicionalmente, en dicha auditoría se plasmaron serios problemas respecto de la “Estructura Organizativa Y De Recursos Presupuestarios”, mostrando que los indicadores vigentes en aquella época, no eran suficientes para el control que

<sup>10</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 8.

debiese tener el CND, dado que la mayor parte de los procesos no está desarrollada (Indicadores: Con observaciones: defecto mayor).<sup>11</sup>

El nuevo cambio organización del CND prevé apoyo a superar las limitantes que el auditor catalogó de mando incompleta e insegura. (Con observaciones: defecto mayor), en la cual se requería organizar el proceso de auditoría interna y externa de modo de asegurar la transparencia de las actividades del CND y el cumplimiento de sus obligaciones.<sup>12</sup>

Finalmente, la recomendación presentada en el informe de auditoría señaló la necesidad de establecer una Organización con capacidad de resolver los desafíos que el mercado requiere. El documento señala que la propuesta se realice siguiendo una organización por procesos, definición de responsabilidades gerenciales, planes de calidad, control de la calidad, tablero de mando, etc.<sup>13</sup>

- Año 2006

El documento hizo señalamientos específicos en lo que respecta a la “Disponibilidad de Recurso Humano y Tecnológico”, respecto del Recurso Humano.<sup>14</sup>

- Del organigrama del CND vigente en aquel momento el consultor de la ASEP observó que la carga de trabajo y responsabilidades de la Gerencia de Operaciones está desbalanceada respecto de la Gerencia de Mercado, aspecto que debería revisarse.
- En términos de las necesidades de indicadores asociados a la administración del mercado, el auditor indicó no se observan procedimientos formales que permitan un tratamiento estadístico de los datos, y no se hace un seguimiento del comportamiento de los mismos. Como ejemplo citaron la tarea de pronóstico de demanda tanto de mediano como corto plazo.
- Este informe demuestra que la gestión de modificar el organigrama no es antojadiza. Toda vez, que el asesor en este informe recomienda al CND realizar una revisión de su organigrama de personal y tareas asociadas a los efectos de poder realizar la tarea que le encomendó el Mercado de Electricidad de Panamá.

- Año 2010

En esta última auditoría se confirman los defectos que ha padecido la organización, se concluye que desde el punto de vista de su organización el CND no cuenta a la fecha con una estructura eficiente, lo cual muy posiblemente

<sup>11</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 9.

<sup>12</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 9.

<sup>13</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 19.

<sup>14</sup> Fundación Universidad Nacional de San Juan (2006) – Instituto de Energía Eléctrica. « Servicio de Auditoría del Grado de Cumplimiento de los Procesos que Desarrolla el CND de Acuerdo a sus Obligaciones Reglamentarias». INFORME FINAL: p. 147.

repercute sobre los procesos que realiza. Para este auditorio organizativamente la evaluación fue de defecto mayor<sup>15</sup>.

En el auditorio se establece un procedimiento para evaluar la gestión del CND respecto del cumplimiento de los objetivos, según el consultor las evaluaciones mencionadas buscan verificar el cumplimiento de los principios regulatorios rectores del marco sectorial vigente<sup>16</sup>:

- La eficiencia en la operación del sistema, asegurando que la misma se realiza a mínimo costo.
- La equidad, evitando la existencia de prácticas abusivas o discriminatorias.
- La libre competencia como forma de promover mínimos precios de energía.
- La seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica.
- El acceso a la Información

La valorización de los procesos se realiza mediante:

**Evaluación de indicadores:** se definen indicadores de la gestión del CND que tengan relación con cada uno de los subprocesos antes indicados. El indicador en general es una medida del apartamiento de una determinada variable entre el valor real de misma y el valor previsto por el CND de la misma.

**Determinación de Atributos:** El atributo es una valorización cualitativa del impacto del proceso en el cumplimiento de los objetivos del CND.

**Análisis de Coherencia:** se evalúa si existe una relación adecuada en lotes de resultados de un mismo subproceso, o de distintos subprocesos relacionados dentro de un proceso, y si son consistentes con las regulaciones vigentes.

Tomando como ejemplo este criterio, es que el CND mediante un equipo responsable de la gestión de evaluación indicadores, debiese mantener un auditorio permanente de su gestión. Esto no se consigue si no se permite que se cree un equipo de trabajo centralizado cuya gestión será de utilidad y dará servicios desde la dirección hasta cada gerencia y departamento existente.

#### Responsabilidades de la GMAD

La valorización de la efectividad de los procesos que realiza el CND requiere el uso de indicadores de la gestión que tengan relación con cada uno de los procesos y subprocesos que son responsabilidad del CND. El indicador tiene su importancia ya que es una medida del apartamiento de una determinada variable entre el valor real de ésta y el valor previsto por el CND de la misma. Es así, que en función de los desvíos observados de los indicadores se pudiese realizar una valorización cualitativa del impacto de dichos desvíos en el cumplimiento de los objetivos del CND.

Respecto de las responsabilidades de la GMAD, se tienen mantener un seguimiento de indicadores pero sin limitarse a los enumerados a continuación:

- 1) Seguimiento al error en los pronósticos:

<sup>15</sup> Mercados Energéticos (2010). «Auditoría De Los Servicios De Operación Integrada Que Presta El Centro Nacional De Despacho ». Informe Final: p. 76.

<sup>16</sup> Mercados Energéticos (2003). «Auditoría De Los Servicios De Operación Integrada Que Presta El Centro Nacional De Despacho ». Informe Final: p. 4.

- a) Demanda
  - b) Precios (CMS)
  - c) Aportes
  - d) Velocidad de viento
- 2) Desempeño operativo de los siguientes parámetros técnicos del Sistema Eléctrico de Potencia:
- a) Voltaje
  - b) Frecuencia
  - c) Estimación de disponibilidad de reserva
  - d) Uso de la reserva disponible
- 3) Desempeño operativo de los generadores:
- a) Curvas de capacidad
  - b) Tiempos de arranque y de parada
  - c) Rampa de subida y bajada
- 4) Nivel de cumplimiento de las normas de calidad según el Reglamento de Operación y Reglamento de Transmisión
- 5) Desempeño de los servicios auxiliares y costo por servicio auxiliar
- 6) Otros (relacionados con Programación de largo plazo, Programación corto plazo, Generación Obligada, Re-Despacho, Cálculo de precios, Determinación de la potencia firme, Evaluación de la eficacia del Control Posoperativo, etc.)
- 7) Cumplimiento con los tiempos asociado a la entrega de informes operativos y comerciales.

Para mayor detalle el siguiente cuadro presenta un análisis del número de profesionales necesarios para el desarrollo de las actividades de la GMAD. (Cabe recordar que la estimación de los días efectivos trabajados por año es de 208 por persona).

Cuadro No. 34

	Factor Asociado	Actividades	Tiempo promedio	Días x año
Control de calidad	Verificación a los incumplimientos de voltaje	Diario	4 horas por día a revisar	60
	Informe trimestral de regulación	trimestral	5 días x trimestre	30
	Incumplimiento equipos de medición comercial	Por auditoría o por avería	1 día x agente (81 agentes)	81
Seguimiento contabilización	Notas,			
Seguimiento acciones	Contabilización, seguimiento	1 día x semana	50 días x año	50

Otros Indicadores	(ver los propuestos en el presente informe)	Previsto indicadores	20	4 horas por día a revisar	1200
<b>Total días por año</b>					1421
<b>Tiempo requerido promedio</b>	<b>1421</b>		<b>días por año requiere un número de colaboradores equivalente a:</b>		<b>7</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para mitigar los problemas señalados se plantea la necesidad de crear una nueva gerencia encargada de analizar, mantener y establecer los criterios de gestión del servicio del operador del SIN y administrador del mercado, con la finalidad de medir el desempeño y la eficiencia operativa y comercial del CND, cubriendo los siguientes aspectos:

- 1) El CND no realiza estudios de verificación de la información suministrada por los agentes (Demanda, precios de combustible, costos de O&M, disponibilidad de generación).
- 2) El CND con el organigrama existente presenta falencias para resolver en tiempo y forma problemas detectados en los programas de simulación.
- 3) El CND hasta el momento no se tienen procedimientos para verificar los efectos de ciertas variables críticas sobre la programación.
- 4) Estructuración nuevos indicadores para verificar el desempeño del mercado

La asignación de las responsabilidades sobre esta nueva gerencia permitirá implantar un sistema de auditoría y calidad de los procesos internos de la organización

- 1) Asegurar el control, calidad y transparencia en la ejecución de los procesos internos
- 2) Seguimiento al cumplimiento de tiempos de entrega de reportes e informes
- 3) Dar cumplimiento a los compromisos de la organización,
- 4) Generar regularidad en los procesos, mejorar la eficacia y eficiencia de los procesos
- 5) Prevenir riesgos asociados con los posibles incumplimientos
- 6) Detectar y corregir desviaciones en los procesos y macro procesos
- 7) Acceder a la certificación de calidad bajo una norma internacional como la ISO 9001.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente se propone la creación de una gerencia encargada del monitoreo del mercado, con el siguiente personal respondiendo a un perfil preliminar adjunto.

DIRECCIÓN DEL CND					
Área / Puesto	E	R			
	AI 11-sep-2012	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
<b>Gerencia de Monitoreo y Análisis de Desempeño</b>	0	0	1	2	2
Gerente		0	1	1	1
Asistente Administrativa		0	0	1	1

Área / Puesto	E	R			
	AI 11-sep-2012	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
<b>Sección Índices del Mercado</b>	0	0	2	5	5
Jefe de Gestión de Índices Operativos		0	0	1	1
Analista Est. De la Red Eléctrica		0	1	2	2
Planificador del Despacho de Energía		0	1	2	2

E : Existentes  
R : Requeridos

ORGANIGRAMA DE LA GMAD.

Gerencia de Normas y Procesos (GNP)

Actualmente las tareas de revisión, preparación de propuesta de modificación y la presentación ante el Comité Operativo del Reglamento de Operación y de las Metodologías de Detalle son de relevancia y es la fórmula utilizada por la ASEP para aplicar e instrumentar mediante metodologías mejoras a la regulación.

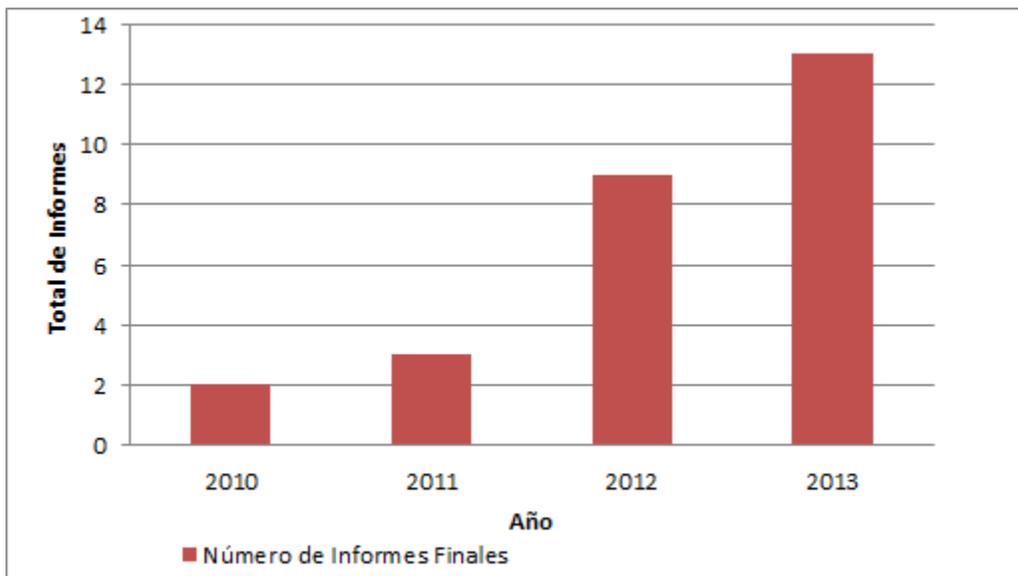
La gestión normativa hasta el año 2012 fue realizada por el personal del CND responsable principalmente de las actividades asociadas al Planeamiento de la Operación. Tal concentración de la gestión no permite que se cubra de manera eficiente otras áreas (Soporte Técnico y Mercado Eléctrico). La gestión normativa realizada tuvo como una de sus consecuencias, que los especialistas encargados de la optimización de los recursos estuviesen encargados de actividades de diferentes áreas. Bajo este esquema la gestión de recursos no se realiza de la manera más eficiente, presentando serias deficiencias como se presenta en el análisis de auditoría.

Por otro lado, con las modificaciones a las Reglas Comerciales aprobadas mediante la Resolución AN No. 3476-Elec de 10 de mayo de 2010, en cuanto al tema de las propuestas o modificaciones de Metodologías, se reafirma que la responsabilidad únicamente del CND e incluyen la elaboración del "Informe Final de Metodología". Producto de tal situación se tuvo la necesidad de crear un grupo encargado de la gestión del desarrollo y revisión de normas, sin tener una estructura formal dentro de la organización pero que resultó imprescindible crear. El gráfico seguido estadísticamente muestra la gestión de este grupo de trabajo del año 2010 a agosto del 2013. En lo que va del mes de septiembre se han elaborado tres (3) informes finales más, siendo que para fin

de año habrá incrementado este número dada la cantidad de temas en cuanto a las propuestas de modificación a metodologías pendientes.

Gráfico No. 1

### GESTIÓN NORMATIVA DEL CND



Es por lo anterior que se enfatiza la necesidad de que la ASEP considere esta unidad especializada dentro del CND. Entre otras es la encargada de velar por el desarrollo de todo el marco normativo que las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad le asigna al CND, asimismo, de supervisar los resultados de las actuales normas y procedimientos operativos y comerciales para en esa medida realizar las modificaciones que sean necesarias para adecuarlas al desarrollo del Mercado Eléctrico de Panamá.

En adición, la Gerencia de Normas y Procesos tendrá a su cargo las funciones el levantamiento de procedimientos. Con esto se busca transferir a esta unidad lo relacionado con las actividades de “control de calidad” de procesos, ya que evidentemente conoce las normas y dichas normas tienen una estrecha vinculación con los procedimientos. Al interior del CND deberá implantarse un sistema de auditoría y calidad de los procesos internos de la organización con fin de asegurar el control, calidad y transparencia en la ejecución de los mismos.

#### Benchmarking de Operadores y Administradores del Mercado

En una investigación realizada de los portales WEB de algunos Operadores y Administradores del mercado se ha obtenido lo siguiente:

Operador de Nueva York, USA (NYISO)

*Estructuras de Mercado*

En el caso NYISO las responsabilidades de la unidad de Estructuras de Mercado incluyen Diseño de Mercado, administración de proyectos, planeamiento estratégico y de negocio y el entrenamiento en temas de mercado. También es responsable de atender iniciativas de cooperación con otros operadores de red en las áreas vecinas.

Esta unidad también analiza información que surge del monitoreo de desempeño del Mercado, para así gestionar alternativas de diseños de mercado y desarrollo de nuevos productos. Para cubrir estos aspectos, la gestión de la unidad de estructuras de mercado también mantiene procedimientos para la revisión y análisis de los precios del mercado de día antes y de tiempo real.

Operador de Pennsylvania-New Jersey-Maryland, USA (PJM)

*Comités Operación, Planeamiento e Implementación de Mercado*

Funcionalmente, PJM no centraliza la gestión normativa en un único grupo. De hecho funcionalmente está conformado por tres áreas normativas principales, con una organización en torno a Comités y grupos de trabajo. Estos constituyen parte integral del desarrollo y perfeccionamiento de las normas de PJM, políticas y procesos. Estos grupos ofrecen además un foro para que los miembros compartan sus posiciones y resuelvan problemas difíciles.

Operador de CHILE (CDEC)

*Gestión Normativa Asignada a las Direcciones*

En el caso de Chile, se pudo conocer que cada dirección del CDEC deben establecer metodologías y mecanismos de trabajo a través de Procedimientos, los que se denominan “Procedimiento DO”, “Procedimiento DP” o “Procedimiento DAP”, según la Dirección que los realice, los cuales deberán ajustarse a las disposiciones de la Ley y reglamentos respectivos, y demás normativa eléctrica vigente.

Los aspectos normativos son cubiertos de forma descentralizada con personal asignado para tal fin. De la información accesible, los procedimientos antes mencionados estarán destinados a determinar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle que cada Dirección necesite para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias. Estos son utilizados por las Direcciones para ejercer la coordinación del Sistema, en particular las instrucciones que deben solicitar a las empresas Coordinadas.

La gama de procedimientos cubren varios aspectos como lo son:

- Desempeño del Control de Frecuencia.
- Informes de Falla de Coordinados.
- Desconexión Manual de Carga.
- Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING.
- Tareas y Responsabilidades del Centro de Despacho y Control.
- Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.
- Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.
- Sistemas de Medida de Energía.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Perú.

#### *Gestión Normativa*

Tal como se indicó con anterioridad, en el COES existe la Oficina de Perfeccionamiento Técnico (OPT). En la página 4 del Plan de Trabajo para el año 2012 se indica que el alcance de las labores de la OPT incluye las labores de elaboración de procedimientos y propuestas de cambios normativos, tales como:

- “...a) *Verificación del cumplimiento de los Procedimientos Técnicos N°13, 14, 26 y 28...*  
 c) *Seguimiento en la actualización y mejora, así como en la elaboración de nuevos Procedimientos Técnicos del COES...*  
 i) *Entre otros.*”

Ver el referido Plan de Trabajo en la siguiente dirección:  
<http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=061e508e-f31e-4479-9fa2-6023c75c3a69>.

#### Justificación para cubrir las deficiencias planteadas en las auditorías

- Año 2003

En el auditado realizado al CND se calificó como defecto crítico lo relacionado con Recursos Humanos y Presupuestario. El informe indicó que esto pone en riesgo la operación segura del sistema y *por no tener organizado con las reglas del arte los procesos normativos*, de base de datos y de auditoría y control interno y externo requeridos.<sup>17</sup>

De forma inmediata el consultor mediante un primer análisis permite resaltar que los siguientes procesos no han sido sistematizados calificando la gestión con defecto crítico. En la cual resaltamos el tema normativo.<sup>18</sup>

- a) Base de datos
- b) Normativo
- c) Auditoría y Controles generales

El consultor en el auditado sugiere reforzar la responsabilidad efectiva de control del Comité Operativo asegurando que las metodologías que se apliquen para desarrollar los servicios sean efectuadas con el nivel de calidad y controles necesarios. Para esto se requiere que la organización del CND esté provista de un grupo cuyo objetivo tendría que ver con la parte normativa, siendo el Comité Operativo la instancia en la que se revisan y discuten dichas temáticas. En este punto el consultor llegó a concluir que “se puede observar que el CND no hace una dirección del Comité Operativo de manera que el proceso normativo se desarrolle adecuadamente”.<sup>19</sup>

<sup>17</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 3.

<sup>18</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 8.

<sup>19</sup> Mercados Energéticos (2003). « Auditoría Del CND: Informe Preliminar». Resumen Ejecutivo: p. 8.

- Año 2006

En el nuevo audito da muestra de lo débil de la gestión normativa, el consultor señaló una problemática considerada crítica. En el informe se señala que se le consultó al CND sobre la forma de proceder cuando una Metodología contiene defectos considerados mayores Situación de contradicción, dado que por un lado la norma le asigna como responsabilidad al CND proponer y desarrollar Metodologías, las cuales en casos identificados en esta Auditoría no son consistentes con las normas de orden superior. Detectando situaciones donde las propuestas tienen deficiencias e hipótesis simplificadoras no aceptables y por otro lado la misma norma establece que debe respetarla el propio CND.<sup>20</sup>

El auditor es enfático en expresar que el proceso normativo llevado a cabo por el CND presenta evidentes inconsistencias en las Metodologías existentes. Es de la opinión que el CND deberá tomar mayores recaudos para asegurar que las Metodologías que proponga sean más adecuadas a lo establecido en las normas y en la ley dado que se observa importantes inconsistencias.<sup>21</sup>

- Año 2010

- El auditor recalcó que la eficiencia de los precios se mide también en su predictibilidad. Estos dependerán de procedimientos de cálculo claros que pueden llevar a que los inversores y/o Participantes del Mercado se equivoquen en sus previsiones de ingresos a lograr en el Mercado y, como consecuencia, se equivoquen en sus decisiones de inversión (en nuevo equipamiento y en su operación y mantenimiento). Es por ello necesario contar con unos procedimientos de cálculos objetivos o transparentes que pueden mitigar el riesgo de Mercado e incentivar inversiones de nuevos Participantes. Otro aspecto positivo de procedimientos claros es que estos reducen las causales de conflictos que dificultan la cobrabilidad del Mercado. Esto permite lograr un Mercado Mayorista competitivo que atrae nuevas inversiones cubriendo el abastecimiento con precios razonables, y esto se alcanza cuando las normas, los procedimientos y modelos que afectan el resultado comercial de los Participantes (optimización, despacho, cálculo de precios, cálculo de transacciones y sistema de liquidaciones) tienen la calidad necesaria, son transparentes y auditables.<sup>22</sup>

El consultor en la última auditoría fue enfático y directo en sus acotaciones, en esta ocasión se hizo la recomendación que el CND ponga en práctica un proceso ligado a la revisión y aplicación de marco regulatorio, creando un grupo específico a tal efecto, que realice reuniones periódicas donde se evalúen las normas vigentes, se analice si son correctamente aplicadas por el personal del CND, se den las instrucciones a tal efecto, entre las que se incluyen la preparación de instructivos detallados de todos los procesos de despacho y comerciales, se

---

<sup>20</sup> Fundación Universidad Nacional de San Juan (2006) – Instituto de Energía Eléctrica. « Servicio de Auditoría del Grado de Cumplimiento de los Procesos que Desarrolla el CND de Acuerdo a sus Obligaciones Reglamentarias». INFORME FINAL: p. 13.

<sup>21</sup> Fundación Universidad Nacional de San Juan (2006) – Instituto de Energía Eléctrica. « Servicio de Auditoría del Grado de Cumplimiento de los Procesos que Desarrolla el CND de Acuerdo a sus Obligaciones Reglamentarias». INFORME FINAL: p. 13.

<sup>22</sup> Mercados Energéticos (2010). «Auditoría De Los Servicios De Operación Integrada Que Presta El Centro Nacional De Despacho ». Informe Final: p. 7.

identifique mejoras requeridas y su justificación indicando claramente el proceso afectado y sus efectos sobre el funcionamiento del MME, se prepare un plan de trabajo para realizar una propuesta de modificación indicando responsabilidades, se realice el seguimiento del plan de trabajo informando los apartamientos, problemas encontrados, etc., y se documente todo lo actuado por medio de minutas de reunión que incluyan lo tratado en las reuniones y todo documento de referencia para el seguimiento de lo actuado.<sup>23</sup>

#### Responsabilidad de la GNP

Como se señaló anteriormente, la ASEP en una modificación anterior a las Reglas Comerciales introdujo más responsabilidades al CND en los temas normativos al cambiar la gestión del Comité Operativo. Además, la creación de esta unidad permitirá una gestión más eficiente en cuanto a:

- 1) Desarrollar propuestas de modificación a las normas (Reglamento de Operación y Metodologías)
- 2) Supervisar los resultados de las actuales normas y procedimientos operativos y comerciales
- 3) Analizar las resoluciones publicadas por la ASEP
- 4) Dar asistencia al CND sobre el efecto de normas aprobadas sobre sus procesos
- 5) Mantener actualizado los documentos normativos

Ya el CND ha identificado necesidad de modificaciones a regulaciones las cuales tiene ya agendadas para llevarla al Comité Operativo; estas son:

- 1) Eólica: adecuación de normas para la penetración de generación renovable eólica.
- 2) Aplicación del modelo NCP: adecuar los procesos actuales de planificación de corto plazo a este nuevo modelo.
- 3) Gestión de demanda: metodología nueva de Informe Indicativo de Demandas.
- 4) Gestión de racionamiento: Revisión de la determinación de los montos a racionar cuando el déficit es por energía.
- 5) Procedimiento para el manejo de reclamo: disponer de un procedimiento para que los participantes del mercado puedan realizar sus solicitudes de revisión a todos los informes o reportes que el que el CND publica.
- 6) Internalizar cargos del MER: internalizar los cargos que surjan del MER en el mercado nacional.
- 7) Liquidación y cobranza DTE: definir por metodología los pasos necesarios para realizar las actividades de liquidación y cobranza en el MME.
- 8) Informe de Eventos: revisar el alcance de la Metodología para el Intercambio de Información ante Eventos.
- 9) Elaboración del Informe de Regulación, para la entidad reguladora, en el cual se exponen los inconvenientes detectados en la aplicación de la normativa vigente.

---

<sup>23</sup> Mercados Energéticos (2010). «Auditoría De Los Servicios De Operación Integrada Que Presta El Centro Nacional De Despacho ». Informe Final: p. 84.

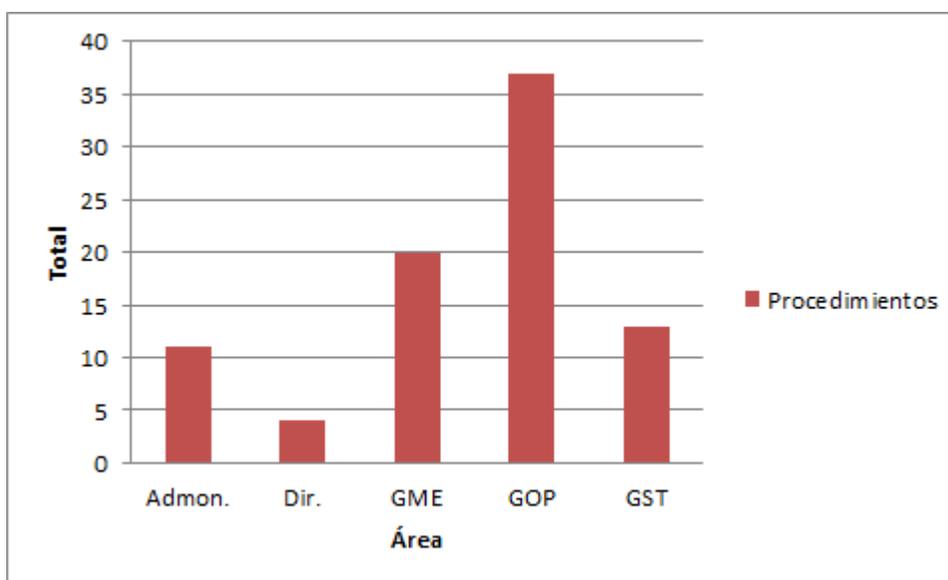
10) Metodología para la Administración de los registros del Sistema de Medición Comercial.

El sistema de redacción y seguimiento de procesos deberá normalizar la forma en que se documenta, desarrolla y registra la planeación, ejecución, verificación y mejoramiento de todos los procesos y actividades del CND. La gestión a cumplir por esta gerencia deberá comprender como mínimo la definición de la filosofía y objetivos del proceso que se describe, la identificación de macro procesos y de responsabilidades, la definición y documentación de los procesos del CND en sus diferentes fases.

La gestión preliminar implica revisar los 85 procedimientos existentes e incorporar los nuevos que se detecten y que por ejemplo surgen de cambios normativos como la entrada del RMER/PDC y el RMER definitivo. Esta gestión se espera mantenga una estrecha relación con los mecanismos de auditoría y control de calidad de los procesos que se definan, y el registro y reporte de información correspondiente.

Gráfico No. 2

**PROCEDIMIENTOS EXISTENTES**



Para mayor detalle el siguiente cuadro presenta un análisis del número de profesionales necesarios para el desarrollo de las actividades de la GNP. (Cabe recordar que la estimación de los días efectivos trabajados por año es de 208 por persona).

Cuadro No. 35

	Factor Asociado	Actividades	Tiempo promedio	Días x año
Responsabilidad Normativa, análisis, elaboración y presentación al comité.	15 metodologías	Levantamiento de Proyecto	20 días x proyecto (tiempo habitualmente concedido por la ASEP)	300
	5 Modificaciones al Reglamento	Revisión, incorporación de modificaciones	10 días x proyecto	50
	Presentación en comité		5 días x proyecto (Tiempo que toma presentarlo ante comité)	100
Apoyo en proyectos especiales, desarrollo de nuevas metodologías, otras normativas. (Ejemplo: Eólico, Solar, Centrales en Cascada, SVC, Interconexiones DC, EOR, Pronóstico de viento y de caudales, Centrales de Respaldo, etc.)	3 x año	Proyecto preliminar	30 días x proyecto	90
		Revisión, incorporación de modificaciones (internalización a RO y Metodologías existentes)	10 días x proyecto	30
		Presentación en comité	5 días por proyecto	6
Redacción de Informes y notas	Total de Metodologías, Reglamento y Proyectos Especiales	Redacción de Informes Finales para la ASEP	10	230
Control de los Procedimientos	100 procesos	Modificaciones 40% del total existente	5 día por proceso	200
	Revisión de 100 Fichas P, 100 Procedimientos, 100 Formatos.	Revisión Interna (presentación)	1 día por proceso	40
		Adecuaciones y firma del proceso	2 día por proceso	80
<b>Total</b>				<b>1126</b>
<b>Tiempo promedio requerido</b>	<b>1126</b>	<b>días por año requiere un número de colaboradores equivalente a:</b>		<b>5</b>

Fuente: Centro Nacional de Despacho

El propósito de esta Gerencia es dar cumplimiento a los compromisos de mejoras normativas que requiere la organización de un mercado, generar regularidad en los procesos, prevenir riesgos normativos y, detectar y corregir metodologías que contradicen normas superiores. De esta manera se asegura transparencia, trazabilidad y confianza en las operaciones del sistema eléctrico de potencia y de administración del mercado.

Tendiendo en cuenta lo expuesto anteriormente se propone la creación de una gerencia encargada del desarrollo de normas y procesos, con el siguiente personal respondiendo a un perfil preliminar adjunto “Organigrama de la GNP”.

DIRECCIÓN DEL CND					
Área / Puesto	E	R			
	AI 11-sep-2012	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
<b>Gerencia de Normas y Procesos (GNP)</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
Gerente de Normas	0	1	1	1	1
Asistente Administrativa		0	1	1	1

Área / Puesto	E	R			
	AI 11-sep-2012	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
<b>Sección de Normas y Procesos</b>		<b>2</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
Jefe de Seguimiento de Procesos		0	0	1	1
Analista Est. De la Red Eléctrica	1	0	1	1	1
Planificador del Despacho de Energía		1	1	1	1
Analistas de Procesos		1	2	2	2

E : Existentes  
R : Requeridos

#### Conclusión a la propuesta de estructura de personal propuesta por la ASEP para el CND:

Al revisar el Anexo A de la de la Resolución AN No.6419-Elec de 1º de agosto de 2013, con respecto a la propuesta de estructura de personal hemos encontrado que en la página 177 de la misma se anota lo siguiente:

*“Respecto de la estructura de personal, el CND presenta un documento con una estructura objetivo que lleva el total de personas a 100 para el último año del nuevo periodo tarifario (2016-2017). Sin bien en ese trabajo sólo existen títulos de los cargos y no un análisis de las funciones reales, a priori se aprecia una duplicación de actividades entre Gerentes y Jefes de Sección, exceso de asistentes administrativos, exceso y duplicidad en encargados de estudios eléctricos, etc. Un ajuste de los mismos, en el mejor de los casos, justifica una planta final para ese año de 80 personas. Sobre esta base se propone fijar la cantidad de personal del CND para cada año del nuevo periodo tarifario tal cual se aprecia en el Cuadro No. 24. En el mismo se ha intentado un agrupamiento general que de ninguna manera pretender ser una propuesta de organización para el funcionamiento del CND.*

En el incremento de personal propuesto debe tenerse en cuenta que para el nuevo periodo se propone que el CND sea el responsable de la realización de los estudios de planificación del corto plazo (2-3 años), tareas hoy a cargo de ETESA.”

Reiteramos lo incluido en el “Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017” en el cual se sustentan las

labores de las nuevas unidades que formarían parte del CND, mientras que en el Anexo A de la Resolución AN No. 6419-Elec no hemos podido ver plasmado en el referido documento ni los criterios considerados ni los análisis que sustenten que la cantidad de ochenta (80) personas laborando en el CND es la cifra que logre una organización eficiente que cumpla con los objetivos de ésta. Por otro lado se verifica que de las empresas analizadas en el citado anexo todas superan la cantidad de ochenta (80) personas laborando en todas ellas.

En todos los análisis antes señalados, nos hemos basado en los resultados de las auditorías realizadas al CND, por lo que se han incluido el análisis de las funciones y de los tiempos promedios involucrados en cada una de las tareas del personal solicitado. Se ha podido demostrar que no existe duplicidad de funciones en ningún caso. El CND requiere la estructura de personal que le permita enfrentar todas las actividades de obligatorio cumplimiento. Es el interés del CND superar las deficiencias tales como la estricta supervisión a los proyectos, mejoramiento de la calidad de los análisis y seguimiento de variables, mejor desempeño ante contingencias, herramientas para mejorar el análisis de red, y otros tendientes a mejorar la calidad de la operación, entre otros.

En atención a recomendación del Auditor de la ASEP del año 2006, las cargas de trabajo y responsabilidades de las gerencias del CND estaban desbalanceadas. Por ello se planteó un plan agresivo para el logro de este objetivo, la separación de responsabilidades misionales (Auditoría - año 2003) en otras gerencias que atiendan temas como los normativos, indicadores, atención al cliente, calidad del servicio, etc. Además, se ha procurado que la estructura de mando sea segura y completa (según observaciones con defecto mayor -Referencia: Audito 2003).

Finalmente considerando todo el desarrollo arriba expuesto reiteramos a la ASEP la necesidad que al CND se le asigne la fuerza laboral plasmada en el documento "Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017" para así asegurar una prestación eficiente del Servicio de Operación Integrada.

#### Otros Comentarios.

##### Gastos de Personal:

De acuerdo a lo plasmado en la página No. 153 del Anexo A de la Resolución AN No.6419-Elec de 1º de agosto de 2013, el análisis de la gestión del CND respecto al tema de personal, la ASEP indica que *"...Por otro lado, si bien en el estudio tarifario anterior se le reconoció una planta de personal de 60 empleados, los valores promedio anuales reales han sido de 56 empleados en el año 2012, 57 empleados en el año 2010 y de 58 empleados en los años 2009 y 2011, siendo el faltante de personal más acentuado en el segundo semestre del año 2012..."*.

Tal como se explicó en el documento "Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2013 – 2017" enviado por el CND, durante este periodo tarifario y los anteriores el CND ha presentado graves problemas para retener el personal, lo que ha tenido como consecuencia que en pocas ocasiones se logre mantener el mínimo de sesenta (60) empleados reconocidos en tarifa. Se considera

que esta condición desfavorece grandemente el que se cumplan con todas las actividades que son responsabilidad del CND, y en adición el efecto de esta falta de personal se hará más crítica producto del crecimiento del mercado eléctrico panameño en cuanto al número de agentes.

Esta situación está ocasionando inconvenientes al CND y que obviamente han sido detectados en las diversas auditorías que la ASEP le ha realizado, como por ejemplo: (Los hallazgos fueron transcritos en detalle en el documento enviado por el CND).

- a) En la página 10 de la Auditoría del CND de 23 de agosto de 2003, del numeral IV. Análisis de los Recursos Humanos Dedicados, el Auditor Mercados Energéticos junto con ASEP.
- b) Las conclusiones a las que llegó la Fundación Universidad Nacional de San Juan, en la Auditoría del CND de 2006.
- c) Auditoría efectuada en el año 2010, tal como dejó plasmada en la ASEP su nota No. DSAN-0588-2011 de 15 de marzo de 2011.

En todo momento, el CND ha realizado ingentes esfuerzos en gestionar la contratación del personal que ocupará las vacantes que quedan libres por las renunciaciones, pero se mantiene el comportamiento de rotación del personal. Una adecuada política de remuneración para este personal altamente calificado sólo podrá ser realidad si el CND dispone de los ingresos suficientes que nos apruebe la ASEP, será una de las medidas que podrá disminuir la rotación del personal del CND.

Al revisar el análisis de gastos de personal, la ASEP indica que *“...En el caso de los gastos de personal, medidos a valores de 2007, los valores realmente pagados en el periodo son inferiores, en promedio, en un 8.57% respecto de los asignados. Aun ajustando los costos incurridos en gastos salariales al total de 60 empleados, los gastos reales, a valores de 2007, resultan inferiores a los asignados. En efecto, en promedio, se ha tenido un 4.58% menos de empleados y un 8.57% menos de gastos salariales. Es decir que a el CND no ha utilizado ni siquiera los fondos asignados para gastos salariales para retener al personal...”*

Con respecto a este análisis realizado por la ASEP lo recreamos pero a precios 2009 ya que fue en este año que nos aprobaron la tarifa y es en base a esta referencia se hicieron las actualizaciones tarifarias basadas en el IPC, tal como se evidencia en los documentos mostrados en el anexo A. Vemos en el cuadro 36 que el porcentaje de no utilización de lo aprobado en tarifa fue de 1.5% motivado casualmente por no haber logrado retener los 60 empleados que tratamos de alcanzar durante el período y que por la rotación de personal nunca se obtuvo.

Cuadro No. 36

	Gasto de Personal Asignado en Tarifa año 2009	2009	2010	2011	2012
Gasto de Personal Reales	1,852,918	1,909,923	1,822,815	2,027,727	1,886,665

Factor Ajuste 2009		1	0.97710	0.93956	0.90391	
Costo de personal a precio 2009	<b>1,852,918</b>	<b>1,909,923</b>	<b>1,781,064</b>	<b>1,905,170</b>	<b>1,705,374</b>	
		<b>-3%</b>	<b>4%</b>	<b>-3%</b>	<b>8%</b>	1.5%

Siguiendo el análisis obtuvimos el costo promedio por año y determinamos el costo anual estimado de personal en caso de que se hubiesen logrado retener el personal y haber alcanzado los 60 empleados aprobados en tarifa. Llevamos este monto a precios del 2009 y como se observa el cuadro No.37 no se hubiesen cubierto los costos en un promedio de -3.2% con el agravante de no haber logrado que el nivel de salarios fuera 47% mayor del salario medio de ETESA.

Cuadro No. 37

	Gasto de Personal Asignado en Tarifa año 2008	2009	2010	2011	2012	
Gastos de Personal		1909923	1822815	2027727	1886665	
Cant prom. empleado/año		58	57	58	56	
Gasto Promedio de Personal Por año		32930	31979	34961	33690	
Cant empleados aprobados en tarifa		60	60	60	60	
Costo estimado con 60 empleados	1,852,918	1,975,782	1,918,753	2,097,649	2,021,427	
Factor Ajuste 2009		1	0.97710	0.93956	0.90391	
Costo estimado con 60 empleados a precio 2009	1,852,918	1,975,782	1,874,804	1,970,865	1,827,186	
		<b>-7%</b>	<b>-1.18%</b>	<b>-6%</b>	<b>1%</b>	<b>-3.2%</b>

IPC 2009=122.9

En cuanto a los Otros Gastos recreamos el análisis también a precios 2009, tal como se muestra en el cuadro No. 38, observamos que hay un déficit en promedio de 1%.

Cuadro No. 38

	Asignado en tarifa en el 2009	2009	2010	2011	2012
Gastos Reales	2,697,651	2,744,033	2,693,532	3,140,082	2,822,130
Factor Ajuste 2009		1	0.9770951	0.93956	0.90391

Gastos a Precio 2009	2,697,651	2,744,033	2,631,837	2,950,293	2,550,949	
		-2%	2%	-9%	5%	-1%

Como observamos los resultados indican que lo aprobado en la tarifa anterior no fue suficiente para cubrir los gastos de funcionamiento del CND.

Consideramos que es riesgoso asignar los recursos para el funcionamiento del CND con los índices de máxima eficiencia de las empresas que se analizan como comparadoras, ya que como vemos en cuadro No. 39 este índice inclusive varía mucho en las mismas empresas. Por otro lado, las regulaciones de mercado y leyes laborales que inciden en los costos de funcionamiento difieren entre países, es por esto que recomendamos se debe incluir un factor de ajuste que evite poner en riesgo las finanzas de funcionamiento del CND en caso de desviaciones con referencia a la máxima eficiencia.

Cuadro No. 39

## Relaciones Gastos Totales y Gastos de Personal sobre la base del Transportista

Empresa Analizadas	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	PROMEDIO
XM-ISA	246.85	254.13	242.34	241.91	234.2	221.67	217.71	237
COES-REP		277.18	214.9	276.63	267.82	224.35		252
CDEC-SIC -								
TRANSLEC					214.39	304.46	312.77	277

Esta opinión ya se manifestó en la Auditoría realizada en el año 2006 por la Fundación Universidad Nacional de San Juan - Instituto de Energía Eléctrica, en la página 176 anotaba lo siguiente:

*“COMENTARIOS ADICIONALES EN RELACION CON LOS ARTICULOS DEL RT RESPECTO DE LOS ARTÍCULOS 206, 207 Y 209...”*

*Comentarios del Auditor:*

- *El cálculo del presupuesto para el CND surge de su comparación con una empresa tomada como referencia que es CAMMESA S.A. de Argentina sin fines de lucro. Por lo tanto y salvando las escalas, el presupuesto del CND está calculado sobre una base de óptima eficiencia. Dicho de otra forma su presupuesto contempla estrictamente lo necesario para operar en forma de máxima eficiencia no contando con un margen de seguridad que le permita ponerse a resguardo de eventualidades e ineficiencias... ” (el subrayado es nuestro)*

Por todo lo anterior, recomendamos a la ASEP que se tome como nivel de eficiencia el mejor promedio de las empresas que se evaluaron para comparadoras dando un índice de 237%.

Alquileres

De acuerdo al concepto de alquiler reconocido por la ASEP en este anexo, con la finalidad de compensar a ETESA el hecho de no percibir rentabilidad sobre los bienes inmuebles ocupados por el CND tenemos que la ASEP propone que sea de B/.195,000.00 por año, así:

Cuadro No. 40

## Gasto propuesto por año del Alquiler

Costo por m <sup>2</sup> (B/.)	Área ocupada (m2)	Total (B/.)	Tasa de Rentabilidad	Valor anual (B/.)
2,500	1,006	2,515,000	7.85%	197,428

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la estimación de la Tasa de Rentabilidad determinada en el anexo en referencia, y los valores resultantes para establecer los rangos establecidos en la Ley No. 6 tenemos:

Cuadro No. 18

## Valores base y banda resultante según Ley N° 6

Tasa Libre Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite Superior
2.847%	7%	+/-2%	7.847%	11.847%

Fuente: Anexo A de la Resolución AN No.6419-Elec de 1º de agosto de 2013.

Existiendo un límite inferior y un límite superior en la banda resultante, no logramos ubicar los fundamentos con la que la ASEP tomó el límite inferior como Tasa de Rentabilidad. Somos de la opinión que sería recomendable la utilización del promedio, siendo este 9.847%, así:

Cuadro No. 41

## Banda resultante según Ley N° 6

Banda Resultante		Promedio
Límite inferior	Límite superior	
7.847%	11.847%	9.847%

Fuente: Elaboración propia.

Si consideramos el promedio de la banda resultante, 9.847%, el alquiler a reconocer al CND será:

Cuadro No. 42

## Gasto revisado por año del Alquiler

Costo por m <sup>2</sup> (B/.)	Área ocupada (m2)	Total (B/.)	Tasa de Rentabilidad	Valor anual (B/.)
2,500	1,006	2,515,000	9.85%	247,652

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, se acerca al valor comercial que tendría el alquiler que ocupa el CND y que habíamos estimado en B/.257,000.00, siendo presentada en el documento del CND.

Por lo anterior, reiteramos nuestra propuesta para que el concepto de alquiler reconocido al CND sea entonces de B/.250,000.00 por año.

Cuadro No. 43

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO: COSTOS PROPUESTOS A SER RECONOCIDOS EN ALQUILER  
(VALORES EN MILES DE BALBOAS)

Rubro	Años					Total
	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>Alquiler</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>1,250</b>

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si se toma en consideración la tasa razonable de rentabilidad de 8.834%, tasa real antes de impuestos que se encuentra comprendida entre los límites estipulados por la Ley N° 6 de 1997, tenemos:

Cuadro No. 44

## Gasto estimado por año del Alquiler

Costo por m <sup>2</sup> (B/.)	Área ocupada (m2)	Total (B/.)	Tasa de Rentabilidad	Valor anual (B/.)
2,500	1,006	2,515,000	8.834%	222,175

Fuente: Elaboración propia.

Por lo anterior, si consideramos que el concepto de alquiler reconocido al CND sea entonces de B/.222,000.00 por año, tendríamos:

Cuadro No. 45

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO: COSTOS PROPUESTOS A SER  
RECONOCIDOS EN ALQUILER  
(VALORES EN MILES DE BALBOAS)**

Rubro	Años					Total
	2013	2014	2015	2016	2017	
Alquiler	222	222	222	222	222	1,110

Fuente: Centro Nacional de Despacho

### Inversiones

De acuerdo a lo plasmado en la página No. 42 del Anexo A de la Resolución AN No.6419-Elec de 1º de agosto de 2013, en relación a las Inversiones requeridas por el CND, la ASEP señala que la documentación que justifica las mismas es “...escasa e incompleta, especialmente en el caso del Plan de Fortalecimiento”. Sobre este tema cabe señalar que la presentación de la información atendió a lo establecido en el artículo 207 del Reglamento de Transmisión a saber:

*“Artículo 207 Las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario. Toda aquella inversión que supere el monto establecido para inversiones menores deberá tener una aprobación con una metodología equivalente a la aprobación del Plan de Expansión de Corto Plazo, incluida la consulta pública. El Plan de inversiones del CND deberá contener:*

- a) Requerimientos de servicios que se incorporarán.*
- b) Plan de Inversiones del CND: son las inversiones programadas en un horizonte de 5 años. Por cada inversión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:*
  - (i) Un estudio que justifique la inversión con la indicación de la fecha de compra y operación.*
  - (ii) Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (“benchmarking”).*
  - (iii) Estimación de los beneficios que se obtendrán y riesgos que se evitarán como resultado de la incorporación de la inversión. La inversión deberá asociarse a uno.”*

A pesar de lo planteado por la ASEP, nos indica en el citado anexo que los proyectos de inversión y el Plan de Fortalecimiento del CND fueron considerados y ajustados teniendo en cuenta costos eficientes. Vemos que casi todos los proyectos solicitados por el CND fueron aceptados por la ASEP, aunque no se reconocieron todos los costos de éstos. Sobre este punto, cabe la disposición en todo momento por parte del CND de suministrar a la mejor conveniencia de la ASEP cualquier información complementaria a la incluida en el documento que le fue enviado, que considere pertinente el regulador para un conocimiento completo de los proyectos solicitados y sus costos.

Al revisar el análisis de la ASEP sobre la gestión de ejecución del Plan de Inversiones que fueron aprobadas en el período tarifario 2009-2013, ver página 42 del referido anexo, señala que fue autorizado un Plan de Inversiones por un monto de B/4,848,000.00,

siendo el valor correcto aprobado de B/5,338,000.00, tal y como se aprecia en la página 37 del Informe Final de la ASEP para tarifa 2009-2013.

Revisado nuestros registros tenemos lo siguiente con respecto al presupuesto de Inversiones 2009-2013 a agosto 2013.

Cuadro No. 46

Ejecución del Plan de Inversiones del CND,  
Según período tarifario 2009-2013  
(Agosto del 2013)

PERÍODO TARIFARIO 2009-2013			
PLAN DE INVERSIONES APROBADO EN SOI		ESTADO DE EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN	
Detalle	Total	Estatus	Costo Real
<b>RENOVACION DEL SISTEMA SCADA</b>	3,777,000.00		<b>4,035,720.93</b>
Actualización de Ranger NMR5, mantenimiento 168 horas al año 24x7.	2,900,000.00	Proyecto en Ejecución	4,006,720.93
Video Wall	215,000.00	Cotizado	1,000,369.11
Centro de Control de Respaldo y adecuación	450,000.00	Incluido en la licitación del SCADA los equipos	
Actualización SCADA, repuestos, licencias y aumento de recurso	190,000.00	Incluido en la licitación del SCADA	
Medidores Sincrofasores	22,000.00	Comprado	29,000.00
<b>PROYECTO DE FORTALECIMIENTO AL CND</b>	1,251,000.00		<b>559,226.17</b>
Procesos de Integración de Base de Datos	37,000.00	Comprado	39,900.00
Plataforma Hw y SW y servicio para Integración. Licencias PI, para Intercambio de Información con los Agentes.	165,000.00	Comprado	96,560.70
Procesos de Sistema de Transacciones Comerciales	45,000.00	Comprado	24,960.96
Servidor Web para Intercambio de Información	10,000.00	Comprado	3,390.00
Sistema de medición de señales para la supervisión del SIN	450,000.00	En proceso	160,000.00
Modelo para verificar las curvas de P/Q de generación	75,000.00	No hay avance	
Modelo de coordinación de esquemas de protección. Se reemplazó por el SDDP Paralelo comprado a través de orden de compra N°22009, por un monto de B/.28,248.00	100,000.00	Comprado	28,248.00
Modelo de despacho de corto plazo	300,000.00	Comprado	288,900.00

Certificado SSL para el Servidor Web (comunicación segura) y renovaciones anuales	9,000.00	Comprado	3,444.00
Fondo de consultorías imprevistas	60,000.00	Comprado	73,822.51
<b>Sistema de Medición tiempo real</b>	150,000.00		<b>173,487.66</b>
Patrón Portátil	60,000.00	Comprado	69,837.83
Generador Portátil	30,000.00	Comprado	54,010.39
Medidores por Calidad de Servicio	60,000.00	Comprado	49,639.44
<b>EQUIPOS AUXILIARES</b>	160,000.00		<b>199,344.65</b>
Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Salón de Computadoras	50,000.00	No hay avance	
Reemplazo de UPS de 70KVA	0.00	Comprado	120,551.55
Planta de emergencia	50,000.00	No hay avance	
Aire Acondicionado Central	40,000.00	Comprado	27,200.00
Vehículo -Reemplazo del pick-up	20,000.00	Comprado	51,593.10
<b>TOTAL APROBADO</b>	<b>5,338,000.00</b>	<b>TOTAL</b>	<b>4,967,779.41</b>

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Le recordamos a la ASEP que mediante la nota No. ETE-DCND-AA-001-2013 de 18 de enero del presente año, le fue remitido un informe detallado y las evidencias que respaldaban el avance de los proyectos aprobados para el período tarifario (2009-2013).

Es necesario aclarar que si bien es cierto la ejecución de lo pagado fue de 39% a agosto de este año, el resto del presupuesto aprobado en tarifa se va a alcanzar en un 93% una vez termine el proyecto SCADA que está en ejecución y se concrete el proyecto WAMS que se ha licitado. Cabe resaltar que la Renovación del Sistema SCADA es el proyecto más importante que lleva a cabo periódicamente el CND, no sólo por el costo de esta inversión sino también por los efectos que tiene sobre el mercado eléctrico local.

Con respecto al Plan de Inversiones propuesto por el CND, y que aparece en la página 44 del citado anexo, podemos indicarle a la ASEP que algunas cifras allí plasmadas no coinciden con las solicitadas por el CND en el documento que le fue suministrado en su momento para tal fin. Por lo anterior, a continuación presentamos nuevamente nuestro Plan de Inversiones para el pliego tarifario 2013-2017. La columna "Punto No." es el número bajo el cual podrá encontrar mayor detalle en el documento que le fue remitido por el CND al cumplimiento con el artículo 207 del precitado reglamento.

Debemos señalar que posterior a la entrega del documento del CND se solicitó mediante nota otros proyectos de superlativa importancia para la continuidad de la prestación del servicio del CND, tal como el proyecto relacionado con el reemplazo del equipo generador de energía auxiliar para el edificio del CND. También se solicitó la Adquisición de Modelo para darle seguimiento al desempeño de los generadores para el soporte de reactivo de acuerdo a la curva P/Q y el Modelo para verificar la coordinación de los

esquemas de protección de las instalaciones de Productores con los elementos del sistema principal de transmisión.

Tomando en consideración la información del anexo, podemos comparar cuánto ha sido solicitado por el CND en su Plan de Inversiones y cuánto ha sido propuesto por la ASEP, así:

Cuadro No. 47

Punto No.	NOMBRE DEL PROYECTO	COSTO DEL PLAN DE INVERSIÓN DEL CND (B/.)	DIFERENCIA	COSTO DEL PLAN DE INVERSIÓN PROPUESTO POR LA ASEP (B/.)
<b>PROYECTO DE INVERSIONES</b>				
10.1	<b>ADMINISTRACIÓN DEL CND</b>			
10.1.1	Reemplazo Flota Vehicular	338,000	-76,900	261,100
10.1.2	Equipos de Aire Acondicionado	60,000	0	60,000
10.1.3	Mejoras a los estacionamientos	100,000	-60,000	40,000
10.1.4	Ampliación al Edificio	450,000	-130,000	320,000
10.1.5	Remodelación de la Sala de Conferencias Existente	70,000	0	70,000
10.2	<b>REFORZAMIENTO DE MEDIDAS DE SEGURIDAD</b>			
10.2.1	Construcción Garita de Seguridad en Calle de Acceso y Construcción de Muro	25,000	0	25,000
10.2.2	Sistema de Control de acceso biométrico (huellas de la mano) en las salas de Cómputo y puertas principales.	40,000	-10,000	30,000
10.2.3	Sistema de Video Vigilancia	15,000	0	15,000
10.2.4	Portón eléctrico automático	10,000	0	10,000
10.3	<b>INVERSIONES SCADA</b>			
10.3.1	Actualización Hw y Sw después del 3er año de operación	827,753	-476,425	351,328
10.3.2	Sintonización SCADA	106,400	18,600	125,000
10.3.3	Adquisición de cinco (5) equipos terminales de datos (RTU).	500,000	-250,000	250,000
10.3.4	Proyecto de Modernización y Acondicionamiento de la Sala de Despacho	1,000,369	-100,369	900,000
10.3.5	Comunicaciones para el Centro de control de respaldo.	60,000	0	60,000
10.3.6	10.3.6 Remodelación del cuarto de Cómputo de Servidores SCADA	125,000	-45,000	80,000
10.4	<b>EQUIPAMIENTO SMEC</b>			

10.4.1	Patrón Portátil	60,000	-5,000	55,000
10.4.2	Generador trifásico portátil	55,000	-5,000	50,000
10.4.3	Medidores	120,000	0	120,000
10.5	<b>EQUIPOS AUXILIARES</b>			
10.5.1	Reemplazo de un (1) Sistema de Alimentación Ininterrumpida (UPS)	130,000	-50,000	80,000
10.5.2	Sistema de Grabador de voz.	45,000	-15,000	30,000
10.5.3	Sistema de Extinción de llama en el Generador de Emergencias, Cuarto de Baterías y Cuarto de Cómputo.	78,000	-25,000	53,000
	Reemplazo del Equipo Generador Auxiliar	100,000	0	100,000
		4,315,522	-1,230,094	3,085,428
<b>PLAN DE FORTALECIMIENTO</b>				
11.1	<b>MEJORAS AL EQUIPO INFORMATICO</b>			
11.1.1	Plataforma Hw y Sw para manejo de Sincrofasores y 10 unidades de Medidores (PMU)	300,000	100,000	400,000
11.1.2	Renovación de Servidores de almacenamiento NAS e incremento de capacidad de arreglos de disco.	145,000	-55,000	90,000
11.1.3	Renovación de la plataforma SDDP (Lab-Simulator)	17,000	0	17,000
11.2	<b>ACONDICIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b>			
11.2.1	Plataforma Sw y Hw de Servidores Virtualizados Multipropósitos (SVM).	85,000	-10,000	75,000
11.2.2	Renovación de la plataforma Hw y Sw BDI de la base de datos Integrada operativa y comercial	510,000	-200,000	310,000
11.2.3	Renovación de la plataforma de "Plan de Contingencias de Mercado" (PCM)	20,000	0	20,000
11.2.4	Renovación del Sistema de Inteligencia de Negocios (IN)	39,000	-2,000	37,000
11.2.5	Plataforma Sw y Hw para manejo de correspondencia	25,000	-10,000	15,000
11.3	Integración de los modelos de despacho hidrotérmico de mediano y corto plazo en una sola plataforma informática.	150,000	0	150,000
11.4	Adquisición de Modelo matemático para la determinación de las oscilaciones de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	195,000	-95,000	100,000
	Adquisición de Modelo para darle seguimiento al desempeño de los generadores para el soporte de reactivo de acuerdo a la curva P/Q.		0	0
	Modelo para verificar la coordinación de los esquemas de protección de las instalaciones de Productores con los elementos del sistema principal de		60,000	60,000

	transmisión			
11.5	Modelo para realizar las estimaciones de demanda requeridas para los estudios de planeación de largo, mediano y corto plazo	<b>260,000</b>	<b>0</b>	<b>260,000</b>
11.6	Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado			
	Proyecto de Revisión Integral, Detección de Inconsistencia y Planteamiento de Mejora de las normas: Reglamento de Operación y Metodologías.	<b>186,885</b>	<b>-106,885</b>	<b>80,000</b>
	Proyecto de mejoras normativas en áreas sensibles para el servicio de operación integrada 1.		<b>0</b>	<b>0</b>
	Proyecto de mejoras normativas en áreas sensibles para el servicio de operación integrada 2.		<b>0</b>	<b>0</b>
11.7	Revisión Integral de procesos y Macro Procesos	<b>145,266</b>	<b>-105,266</b>	<b>40,000</b>
11.8	Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI			
	Proyecto de Confección de Indicadores de Gestión del CND relacionados con la Operación Integrada y la Administración del Mercado	<b>130,937</b>	<b>-130,937</b>	<b>0</b>
	Proyecto de Integración de los Indicadores de Gestión en la Base de Datos Integrada (BDI)	<b>65,468</b>	<b>-65,468</b>	<b>0</b>
		<b>2,274,556</b>	<b>-620,556</b>	<b>1,654,000</b>

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la ASEP reduce en B/.1, 230,094 el Plan de Inversiones, mientras que el Plan de Fortalecimiento lo hace en B/.620,556, reduciendo el total propuesto de inversiones para el CND a B/.4,739,428.

Tal como se indica en la página 155 del Anexo A de la citada Resolución AN No. 6419-Elec de 1 de agosto de 2013, el Informe Final de la Auditoría efectuada al CND en el año 2010 y que fuera presentado a la ASEP en diciembre de 2010 "...mostró que la mayoría de los procesos relevantes para el cumplimiento de los objetivos del CND resultaron observados correspondiéndole en promedio una valorización del 63%, lo cual indica que el CND debía encarar acciones tendientes a revertir esta situación, especialmente las relacionadas con la rotación de personal. Para cada uno de los problemas detectados se señalaron las acciones correctivas que se considera conveniente aplicar para la resolución de los mismos."

El CND ha identificado las acciones correctivas para mejorar los hallazgos del Auditor mediante la inclusión de algunos proyectos, relacionados directa o indirectamente, con la solicitud de éstos en Inversiones y el Plan de Fortalecimiento para el período tarifario 2013-2017.

Al revisar el Anexo A de la citada resolución, algunos de los proyectos no han sido aceptados por la ASEP. A continuación presentamos los hallazgos y los proyectos relacionados para solventar éstos.

Cuadro No. 48

HALLAZGOS CONTENIDO EN EL INFORME DE AUDITORÍA AL CND - AÑO 2010					
Página	No.	Tema	Hallazgo	Evaluación con Observ.	Acciones correctivas del CND
					Nombre de los Proyecto de Inversiones y del Plan de Fortalecimiento (Período tarifario 2013-2017)
20	6.2	Programación de Largo Plazo	De acuerdo con la información disponible se observa que el CND no realiza una programación de Largo Plazo con un horizonte de 5 años como se establece en el Reglamento de Operación.	Defecto Mayor	Integración de los modelos de despacho hidrotérmico de mediano y corto plazo en una sola plataforma informática.
24	6.2.3	Modelo para la Proyección de la Demanda	En resumen se detectan los siguientes problemas en relación con el sub-proceso proyección de la demanda: <ul style="list-style-type: none"> <li>• No se indica la metodología o procedimiento utilizado por el CND para la proyección de la demanda.</li> <li>• No se explica el tratamiento o metodología que permite realizar la distribución nodal de la demanda</li> <li>• No se observan tratamiento estadístico para la verificación de la información propuesta por los agentes consumidores.</li> <li>• Los indicadores el proceso indican la afectación media del resto de los procesos que afectan las señales del mercado.</li> <li>• Los desvíos observados comprometen la seguridad operativa y la optimización de la generación.</li> </ul>	Defecto Mayor	Modelo para realizar las estimaciones de demanda requeridas para los estudios de planeación de largo, mediano y corto plazo.
28	6.2.4	6.2.4. Modelo para la Programación de	No existe un programa de uso específico para la programación de mantenimientos.	Defecto Mayor	No se consideró inversión en este período tarifario. Cabe indicar que el modelo

		Mantenimientos			utilizado ha sido modificado y se encuentra en pleno uso.
30	6.2.5	6.2.5. Cálculo del Valor del Agua	Seguimiento de la CAR para evitar la volatilidad en los VA.	Defecto Crítico	Relacionado con el proyecto: Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado.
37	6.2.6	Costos Variables	Es muy importante contar con una buena predicción de los precios de combustibles debido a que los mismos afectan directamente al valor de agua y correspondientemente al despacho de la generación hidráulica y a los precios sancionados en el mercado de ocasión.	Defecto Crítico	Relacionado con el proyecto: Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado.
44	6.3.	Programación Semanal- Despacho Diario- Redespacho	Mejorar los modelos utilizados para la Programación Semanal/Diaria de forma que se optimice el despacho de la generación hidráulica junco con el unit commitment de la generación térmica.	Defecto Crítico	Relacionado con el proyecto: Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado.
63	3	Costo Marginal del Sistema (CMS)	Se observan desvíos de los costos marginales donde un 20% de los valores son superiores al $\pm 5\%$ .	Defecto mayor	Relacionado con el proyecto: Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI.
69	8	Potencia Firme	La metodología utilizada por el CND para determinar la Potencia Firme de las unidades generadoras con capacidad de regulación se considera que no está suficientemente descrita en la documentación disponible lo que genera problemas de transparencia en el funcionamiento del MME.	Defecto mayor	Relacionado con el proyecto: Mejoras Normativas para Cumplimiento de los Objetivos previstos en la Operación Integrada y la Administración del Mercado.
76	10.1.	Base de Datos Técnica	El CND no cuenta con una base datos técnica centralizada que permita la gestión integral.	Defecto mayor	Relacionado con el proyecto: Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI.

77	10.2	Base de Datos Comercial y Operativa	Se advierte que la consistencia y la oportuna actualización de los datos y la seguridad, se encuentran expuesta al error humano y a los cambios no autorizados, debido a la estructura de seguridad con la que cuenta la tecnología utilizada para el desarrollo. No existe una base de datos comercial con el nivel de seguridad y confiabilidad requerida en un Operador de Mercado y Sistema	Defecto mayor	Renovación de la plataforma Hw y Sw BDI de la base de datos Integrada operativa y comercial. Además, relacionada con el proyecto: Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI.
78	10.3	Sistemas Asociados	El CND no dispone de sistemas que se consideran relevantes asociados a la gestión de los procesos que realiza el CND: Sistema documental, Datawarehouse, etc.	Defecto mayor	Revisión Integral de procesos y Macro Procesos.
80	10.4.	Página WEB	Se considera que la página Web del CND está estructurada adecuadamente, siendo su acceso amigable y con una velocidad de consulta y descarga adecuada.	Defecto menor	Renovación del Sistema de Inteligencia de Negocios (IN). Además, Plataforma Sw y Hw para manejo de correspondencia.
82	10.5	Sistema de Medición Comercial	Un sistema documental le permitiría al CND realizar un adecuado seguimiento y control de la información de medición comercial lo que reduciría los conflictos con los participantes del Mercado. El CND tiene el reconocimiento ISO 9001-2008 en relación con sistema SMEC.	Defecto menor	Relacionada con los proyectos: Proyecto de Creación de Indicadores de la Operación Integrada e Integración en la BDI y Revisión Integral de procesos y Macro Procesos.
	11	Proceso de Ajustes al Merco Regulatorio	Se observa la existencia de falencias en el proceso de aplicación, elaboración y actualización del marco regulatorio. El principal problema es el hecho de que dicho proceso no está formalizado, no existe como un proceso en sí mismo, lo cual hace que no esté definida una periodicidad de reuniones, los participantes de las mismas, agendas, minutas, informe de seguimiento, mecanismos de consulta a los Participantes del Mercado, etc., lo cual implica prácticas que no contribuyen a la previsibilidad y transparencia del proceso normativo.	Defecto Mayor	Relacionada con el proyecto: Revisión Integral de procesos y Macro Procesos. Además, con la estructura propuesta del CND.

Fuente: Centro Nacional de Despacho

Con respecto a la reducción de los montos reconocidos para algunos de los proyectos o su eliminación, le podemos indicar lo siguiente:

Debe considerar la ASEP que en cuanto al Cuadro No. 42 Plan de Inversiones Ajustado, para las Inversiones SCADA al tercer año de operación, que sólo fue contemplado el monto solicitado en software (Sw) y no se consideró ningún monto de la renovación del hardware (Hw). La propuesta de ABB estima unos B/.500,000.00 a los servicios listados en los términos de referencia licitado mediante acto Pública Competitivo realizado LV-1960 en 2011. Esta falta de recurso dejaría en posible obsolescencia al sistema SCADA, limitando al equipo por crecimiento normal de la red. Por lo anterior, reiteramos a la ASEP la necesidad de renovar el hardware (Hw) suministrándonos los fondos (B/.500,000.00) para ello.

Véase la Nota (1) en el renglón No.4 del cuadro abajo que corresponde a la propuesta de ABB.

**Desglose de Precios**  
**COTIZACIONES**  
(No forman parte del precio de la oferta)

ITEM No.	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Costo Local		Costo Extranjero		ITBMS 7%		TOTAL
				Initario	Total	Unitario	Total	USD	USD	
1	Mobiliario Despachador	c/u	3	\$9,875.00	\$29,625.00			2,073.75		31,698.75
2	Interfaz con Quickstab (3.5.5.1)	s/g	lote	29,500.00	\$ 29,500.00	210,732.00	210,732.00	16,816.24		257,048.24
3	Sistema de Videoproyeccion (Suministro e Instalacion) 4.12	s/g	lote	68,850.00	\$ 68,850.00	362,796.00	362,796.00	30,215.22		461,861.22
4	Actualizacion y Mejoramiento (Updates & Upgrades, 9.4) Lista de HW	s/g	lote	Favor ver nota 1	Favor ver nota 1	Favor ver nota 1	Favor ver nota 1	N/A		N/A
5	Licencia de PI OSISoft por 100,000 puntos incluyendo los atributos	s/g	lote	52,120.00	\$ 52,120.00	358,238.00	358,238.00	28,725.06		439,083.06
6	Lista de repuestos HW de SCADA (9.7) Favor referirse a la lista de repuestos de la Seccion 7 en II OFERTA TECNICA, SOLUCION DE ABB	s/g	lote	12,337.00	\$ 12,337.00	57,609.00	57,609.00	4,896.22		74,842.22
7	100/200/300 horas de soporte por año Tecnico Especialista Consultor Programador Especialista	c/u	Lote	\$20 \$25 \$23	\$20 \$25 \$23	\$225 \$275 \$252	\$225 \$275 \$253	N/A		N/A
8	Actualización de Aplicaciones SW al 3er año de operación (9.4)	c/u	Lote	36,475.00	\$ 36,475.00	256,822.00	256,822.00	20,530.79		313,827.79

Nota 1 El Item 4 no puede cotizarse a precio firme pues el momento de realizar el upgrade esta muy lejano en el tiempo y las cotizaciones de los fabricantes de Hardware no son garantizadas para ese lapso de años. Es posible dar un valor aproximado para el reemplazar el hardware en dicho momento y puede alcanzar aproximadamente U\$D 500,000

Nota 2 Para el item 7 se dan lo valores por hora. Estos se ajustarán al año que corresponda con una escalación del índice de precios oficial para la industria del software de los EE.UU de Norteamérica. No se incluyen impuestos ni retenciones. Se aplicará el 50% de estos valores para los tiempos de traslados en caso de que sean necesarios.

Es importante señalar que la aceptación del organigrama propuesto para la Gerencia de Normas y Procesos (GNP), involucra el cumplimiento de tareas específicas como las indicadas y una en especial que tiene que ver con un proyecto de inversión:

- Proyecto de Revisión Integral, Detección de Inconsistencia y Planteamiento de Mejora de las normas: Reglamento de Operación y Metodologías.
- Proyecto de actualización de procesos y macroprocesos.

Dicho proyecto de inversión consiguió la aceptación de la entidad reguladora, sin embargo se considera que no cumple con las expectativas del CND. Se está dejando de lado la

profundidad y alcance del proyecto. Como se presentó la gestión normativa del CND ha alcanzado relevancia notoria. Son 13 informes finales que han sido remitido a la ASEP. Considerar que este número no refleja el número de metodologías revisadas ya que en un informe final se puede estar modificando hasta tres metodologías de forma simultánea.

Se desea enfatizar aspectos que requieren el tratamiento de forma seria y responsable por el CND y que requieren el apoyo de consultores expertos de forma tal de lograr entre otros:

Consideramos que el monto aceptando no permitirá llevar a cabo los siguientes proyectos, donde el personal del CND no tiene experiencia y requiere de fondos para mejorar las normativas (algunas de las cuales son por requerimientos de la propia entidad reguladora):

- Eólico,
- Solar,
- Centrales en Cascada,
- Administración de SVC en la operación,
- Administración y operación de Interconexiones DC,
- Mercado Regional y coordinación con el EOR,
- Pronóstico de viento y de caudales,
- Administración de Redes WAM (Wide Area Measurement)
- Centrales de Respaldo, etc.

Las anteriores son algunos de los desafíos que nos impone el mercado eléctrico considerando la entrada de nuevas tecnologías y la participación de un mayor número de agentes.

Podemos observar que para el Proyecto de actualización de procesos y macro procesos se solicitaron B/.145,266 siendo que la ASEP plantea reconocer al CND únicamente B/.40,000.00. Debemos destacar en este punto que en el año 2008 se llevó a cabo el levantamiento de los macro procesos y procesos, así como la elaboraron las fichas de procesos y procesos del CND por un costo total de B/.68,179.30. Si llevamos esta cifra a valor actual (IPC año 2012) tendríamos que el contrato en referencia (Contrato No. GG-083-2008 suscrito con Norcontrol Panamá, S.A.(Applus+)) estaría costando B/.78,997.01, redondeado B/.80,000.00, valor muy superior al que plantea reconocer la ASEP. Además, una de las cotizaciones que se presentó como sustento de este proyecto en el documento enviado por el CND incluía la cotización de la misma empresa que ejecutó el citado contrato por un monto de B/.135,763 + 7% ITBMS. Aprovechando esta coyuntura, como es de conocimiento de la ASEP, es interés del CND en un futuro obtener la certificación ISO9001:2008 para todos los procesos que se llevan a cabo en el CND. Estas normas conllevan la adopción de un enfoque basado en proceso cuando se desarrolla, implementa y mejora la eficacia de un sistema de gestión de calidad, lo que aumenta la satisfacción del o los clientes al cumplir con los requisitos de esto, incrementando el prestigio y confianza de éstos en una empresa certificada, mismo con que ya cuentan centros de despacho de otros países. La existencia de los documentos actualizados (en este caso las fichas de procesos y los procedimientos) son exigidos por el punto 4.2.3 de la Norma ISO9001:2008. Por lo anterior, solicitamos a la ASEP reconsiderare el monto de 145,266, a reconocer en este proyecto.

Considerando la nueva organización del CND, en el caso de la Gerencia de Monitoreo y Análisis de Desempeño (GMAD), como se muestra en el plan de inversiones para cubrir mejoras funcionales se incluyeron los siguientes proyectos:

- i) Proyecto de Confección de Indicadores de Gestión del CND relacionados con la Operación Integrada y la Administración del Mercado. Actividades generales: Diagnóstico y revisión de información operativa y comercial, elaboración de propuesta, validación con CND de indicadores de gestión y entrega.
- ii) Proyecto de Integración de los Indicadores de Gestión en la Base de Datos Integrada (BDI). Posterior a la formalización de los Indicadores, se procede a la integración para automatizar el cálculo de los indicadores más relevantes.

En adición a las justificaciones ya presentadas en el informe enviado por el CND se incorporan los siguientes aspectos que dejan entrever la necesidad de centralizar en un grupo la responsabilidad de llevar los indicadores de gestión y que este ejecute un proyecto de inversión para mejorar el proceso llevado a cabo. Por ejemplo, se tiene que regulatoriamente con el seguimiento formal de los siguientes indicadores i) verificación a los incumplimientos de voltaje y, ii) incumplimiento equipos de medición comercial, que actualmente requiere de la participación de las áreas existentes en el organigrama vigente.

La aprobación del proyecto permitiría integrar esta información en la base de datos integrada, y administrar estos y el resto los indicadores existentes y por generar a futuro. El proyecto involucraría el seguimiento notas, contabilización de tareas asignadas dentro y fuera de la regulación, Seguimiento acciones operativas, comerciales y administrativas, entre otras ya mencionadas con antelación.

Si la ASEP desestima la ejecución del proyecto, debido a su costo previsto, el mismo no podría llevarse a cabo con los gastos de funcionamiento. Remarcamos lo indicado por la consultoría de 2010 donde señala que “los indicadores en general es una medida del apartamiento de una determinada variable entre el valor real de misma y el valor previsto por el CND de la misma”. Por su relevancia e impacto se solicita la reconsideración de la entidad reguladora.

Le reiteramos que con el 46.3% no podremos cubrir tanto los gastos de funcionamiento como los gastos adicionales en que incurriremos en los proyectos del Plan de Fortalecimiento que no han sido aprobados en esta propuesta como inversiones.

Debemos recordar que en el período tarifario 2009-2013, la ASEP reconoció como “Otros Gastos” por un monto de B/.685,580 anuales, o sea, B/.57,131.00 mensuales. Otros gastos incluyen los gastos de funcionamiento y gastos de adquisiciones indicadas por ASEP. Entre los gastos de funcionamiento en que incurre el CND tenemos: gastos de oficina (mobiliario y papelería, etc.), gastos de combustibles y lubricantes, mantenimiento y reparaciones, gastos generales administrativos prestados por ETESA, otros servicios comerciales y financieros, servicios básicos no personales, otros alquileres, etc. Además, este concepto debió cubrir: i. Mejoras al equipo de informática, ii. Actualización de licencias y software, iii. Capacitación a personal, iv. Consultorías y desarrollo de servicios, v. Servicios a terceros, entre otros. Cabe señalar que en estos gastos de funcionamiento también se tuvieron que considerar los B/.130,000.00 en que se incurrieron durante el

período tarifario 2009-2013 para la atención de los equipos SMEC (por avería, traslado por lectura en campo, visitas por mejoras, entre otros) y que no fueron reconocidos. Otro gasto que no se ha considerado como inversiones, pero que deberá ser también considerado en “Otros gastos” para el CND son los mantenimientos a programas (software) tan importantes como el SDDP y el PSSE, los que durante el período tarifario 2013-2017 será por el orden de los B/.209,000.00. No se ha considerado en esta cifra el mantenimiento del programa (software) NCP, del que aún no conocemos el monto.

Le reiteramos al regulador que si durante el período tarifario 2013-2017 se consideran nuevamente como “Otros Gastos” los proyectos del Plan de Fortalecimiento que no han sido reconocidos como inversiones, se superará nuevamente el porcentaje de 46.3% propuesto por la ASEP como referencia eficiente. Por ello, le solicitamos al regulador reconsidere los montos del Plan de Fortalecimiento como inversiones a reconocer al CND.

Finalmente, el CND le reitera a la ASEP le reconozca los recursos que le permitan cumplir eficientemente con este servicio público.

## **PARTE II – INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA**

### **CAPITULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.**

#### **1. Ingreso permitido para cubrir los costos de Hidrometeorología**

ETESA presentó un plan de inversiones para el periodo 2013-2017, para el servicio de Hidrometeorología. El mismo fue ajustado por ASEP teniendo como razones que: i) hay tareas que es posible realizar con los recursos humanos asignados, ii) en otros casos son costos que están cubiertos por los gastos reconocidos, tal como lo son las solicitudes de repuestos. Las inversiones aprobadas por ASEP son 16% inferiores al plan enviado por ETESA.

Respecto a las inversiones, en el periodo 2009-2013, el atraso en los proyectos fue ampliamente justificado en el informe enviado a la ASEP en dic/2013, para el nuevo periodo se cuenta con reingeniería de recurso humano, estrategias administrativas con aplicación de leyes en materia de adquisición de bienes y servicios y un plan de acción interno el cual ha mejorado significativamente en los dos últimos dos años del quinquenio 2009-2013

Se solicita a la ASEP, reconsidere la aprobación de los proyectos y montos que seguidamente se comentan:

#### **1.2. Inversiones requeridas por el servicio de Hidrometeorología**

**SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.6: Repuestos estaciones automáticas. Sensores. (Componentes del Sistema).**

Titulo propuesto al Renglón No.6: “Equipos para estaciones hidrológicas y meteorológicas automáticas”.

La red Nacional de Estaciones Hidrometeorológicas está formada por 244 estaciones de las cuales el 44% utilizan equipo automático para realizar sus mediciones. Los componentes de las estaciones que deben ser adquiridos en el quinquenio 2013 – 2017, son equipos tecnológicamente independientes, que en conjunto conforman la estación y debido a su alto costo unitario son considerados en el presupuesto de inversión como mejoras a las estaciones hidrometeorológicas.

#### Comentario de ETESA

Por lo antes expuesto, solicitamos aprobar para el quinquenio 2013 - 2017 los montos establecidos en el cuadro No.49 Renglón No.6, el cual totaliza B/.455,060.00.

SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.7: Repuestos de estaciones convencionales meteorológicas. Instrumentos (Componentes del Sistema).

Titulo propuesto al Renglón No.7: “Equipos para estaciones meteorológicas convencionales”

La red Nacional de Estaciones Hidrometeorológicas está formada por 244 estaciones de las cuales 94 utilizan equipo meteorológico convencional para realizar sus mediciones. Los componentes de las estaciones que deben ser adquiridos en el quinquenio 2013 – 2017, son equipos que debido a su alto costo unitario son considerados en el presupuesto de inversión como mejoras a las estaciones hidrometeorológicas.

#### Comentario de ETESA

Por lo antes expuesto, solicitamos aprobar para el quinquenio 2013 - 2017 los montos establecidos en el cuadro No.49 Renglón No.7, el cual totaliza B/.50,000.00.

SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.13: Mantenimiento y actualización de la estación receptora de imágenes satelitales meteorológicas.

Titulo propuesto al Renglón No.13: “Actualización de la estación Receptora de Imágenes Satelitales Meteorológicas. (Sinóptica)”

Los montos solicitados en el Cuadro No.49 que totalizan B/.90,000.00 corresponden a cambios en la tecnología satelital GOES para la observación meteorológica, que a partir del año 2015 requerirá de la actualización del Sistema de Recepción de Imágenes Satelitales.

#### Comentario de ETESA

SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.22: Radares Meteorológicos: Consultoría para selección de sitio(s), adquisición de terrenos, instalaciones eléctricas y de comunicaciones.

Titulo propuesto al Renglón No.22: “Radares meteorológicos: Consultoría para selección de sitio(s), adquisición de terrenos, instalaciones eléctricas, de comunicaciones, suministro, instalación y puesta en operación”

#### Comentario de ETESA

En aclaración a lo indicado en el Cuadro No.49, en el punto correspondiente al renglón 22, referente a Radares Meteorológicos, debe quedar claramente establecido que dichos montos incluyen la adquisición del equipo y la construcción de la obra civil asociada.

De acuerdo a los avances en los estudios de mercado y estudios de sitios de instalación para el proceso de suministro y puesta en operación de un Sistema de Radar (Radar Doppler de banda C de doble polarización) para la República de Panamá, solicitamos mantener la cifra inicialmente indicada cuyo monto total asciende a B/.2,499,999.99, lo cual representa en la actualidad el costo estimado de un radar de estas características.

El grado de avance del Proyecto, aunado a la consecuencias del cambio climático y de los efectos de la variabilidad climática que ha experimentado la región en los últimos años, nos llevan a considerar la urgencia de la instalación de un Sistema de Radar Meteorológico para la República de Panamá en el año 2014, de manera que nos permita contar con ésta importante herramienta tecnológica para emitir los avisos necesarios con la finalidad de salvaguardar las vidas y proteger los bienes ante la prevención de desastres Hidrometeorológicos, además de la planificación y toma de decisiones que repercuten en las actividades económicas del país, entre las que se destaca la generación hidroeléctrica.

#### Comentario de ETESA

Por las razones antes expuestas, se requiere que los montos distribuidos en los años 2014, 2015 y 2016, de acuerdo al Cuadro No.50, sean consolidados en el año 2014.

Los estudios realizados, también indican que nuestro país requiere la operación de dos radares para cubrir todo el Territorio Nacional de manera efectiva, cuya ubicación se ha establecido en la Región Oriental donde se localiza la cuenca del Lago Bayano y otro en la Región Occidental donde se desarrollan la mayor cantidad de proyectos hidroeléctricos del país, por lo que solicitamos incluir dentro del presupuesto la cantidad de B/2,700,000 para la adquisición de un segundo radar en el año 2016.

SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.26: Servicio de despliegue de informes de tormentas eléctricas atmosféricas (Licencia, software, hardware, instalación y entrenamiento)

#### Comentario de ETESA

Se solicita mantener el monto de B/. 75,000.00 indicado para el año 2014 y replantear la totalidad de esta inversión para el año 2015, la cual asciende a B/.150,000.00.

Este proyecto consiste en la compra y puesta en operación de un Sistema de Recepción y Procesamiento de la Información proveniente de los sensores de descargas eléctricas con el fin de elaborar informes para la Gerencia de Operación y Mantenimiento de las líneas de Transmisión de ETESA, que permitirán sustentar si el impacto de las descargas causa la interrupción del servicio de transmisión de la energía eléctrica, elaborar mapas de densidad de descargas para el diseño de protecciones de línea; elaborar de forma eficaz el pronóstico de eventos extremos de tormentas que permitan tanto al SINAPROC, como a la población en general tomar las medidas de precaución necesarias. Cabe mencionar que ETESA invierte desde el año 2007, la suma anual de B/24,750.00 a través de contrato de servicio con el ICE de Costa Rica, para la recepción y procesamiento de datos

de descargas eléctricas, por lo que consideramos relevante realizar la inversión en el sistema antes descrito, permitiéndonos a la vez prescindir de dicho contrato.

#### SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.28: Consultoría para el Desarrollo y Puesta en Operación de un Sistema Interactivo de Pronóstico Hidrológico

En los últimos años, con el creciente desarrollo de la economía nacional y los altos índices de desarrollo del país, visibles a todas luces con el desarrollo de múltiples infraestructuras y el desarrollo de la tecnología digital, los inversionistas del sector eléctrico, construcción, salud, turístico y agropecuario, han incrementado la demanda de datos e información meteorológica e hidrológica.

Este aumento en la demanda de servicios hidrometeorológicos tiene su fundamento en la optimización de los diseños de los proyectos, lo que asegura su viabilidad. Pero más allá, en su fase operativa, es importante por ejemplo para las centrales hidroeléctricas, adelantarnos a las condiciones hidrológicas que prevalecerán en el futuro tanto a corto como a mediano y largo plazo, con el propósito de suplir la demanda de energía de manera óptima y segura.

#### Comentario de ETESA

Dada la importancia que ha cobrado en los últimos años el disponer de una manera ágil y confiable de pronósticos hidrológicos, hemos reconsiderado la distribución de los montos para la ejecución del proyecto de inversión descrito en el renglón número 28 del cuadro N° 50, trayéndolos hacia el presente, de la siguiente manera:

Subproyecto: Consultoría para el Desarrollo y Puesta en Operación de un Sistema Interactivo de Pronóstico Hidrológico.

1. B/. 255,000.00 durante el año 2014
2. B/. 301,000.00 durante el año 2015

Para el cumplimiento de esta inversión, la Gerencia de Hidrometeorología tiene adelantada la investigación preliminar sobre la posible estructura del Sistema y estará preparando los documentos de contratación en los subsiguientes meses.

#### Comentario de ETESA

Cabe destacar que, entre los objetivos específicos del subproyecto en mención, están el de disponer de pronóstico de caudales horarios, diarios y mensuales que ayuden a la gestión operativa de las centrales hidroeléctricas. El modelo, igualmente servirá para brindar apoyo a otros sectores involucrados.

#### SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.32: Disponibilidad de recursos hidrogeológico del arco seco.

La Ley No.6 del 3 de febrero de 1997 en su Artículo No.79 numeral No.6 establece la responsabilidad de expandir, operar, mantener y prestar los servicios relacionados con la Red Nacional de Meteorología e Hidrología, por lo cual se desprende el compromiso de levantar el inventario del recurso hídrico nacional, el cual incluye las aguas superficiales y subterráneas.

#### Comentario de ETESA

Por lo antes descrito, solicitamos mantener este proyecto y su respectivo monto establecido para el año 2017, cuyo total asciende a B/.54,000.00.

SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.35: Capacitación y confección del Atlas Hidrometeorológico de Panamá (Capacitar en ArcGis, elaboración de mapas, impresión de documentos).

Titulo propuesto al Renglón No.35: "Confección de Atlas Hidrológico de Panamá, impresión de documento"

Comentario de ETESA

Debido a que la capacitación del ArcGIS y la preparación de los documentos que conformarán el Atlas Hidrometeorológico de Panamá serán completadas en el año 2013, requerimos asignar la cantidad de B/.25,000.00 para el año 2014 cuya finalidad será la impresión total del Atlas antes descrito.

SUBPROYECTO DEL RENGLÓN No.37: Consultoría para la instalación de un sistema de control de calidad de datos Meteorológicos.

La Gerencia de Hidrometeorología ha invertido en diferentes proyectos entre ellos: los modelos meteorológicos, climáticos e hidrológicos, los cuales requieren ser alimentados con datos que sean sometidos a procesos previos de control de calidad, con el fin de garantizar resultados coherentes y físicamente aceptables, de acuerdo a las características climáticas de Panamá. La conclusión satisfactoria de estos proyectos en los cuales se viene invirtiendo, se vería afectada con la eliminación del monto para el inicio de este subproyecto para el año 2014.

Comentario de ETESA

Por lo antes expuesto solicitamos que se mantenga el monto propuesto de B/.30,000.00 en el año 2014.

Adjuntamos el Cuadro 50A con el fin de apoyar las justificaciones emitidas para cada Subproyecto resaltado:

## CUADRO No.50A

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.

GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGÍA

PRESUPUESTO DE INVERSIÓN ACEPTADO 2013 - 2017 (MODIFICADO)											
CONCEPTO	PROYECTO	Año 2013		Año 2014		Año 2015		Año 2016		Año 2017	
		Cantidad	Monto	Cantidad	Monto	Cantidad	Monto	Cantidad	Monto	Cantidad	Monto
1	Estaciones Sinópticas Automáticas (cámaras de video)	2	30,000	2	30,000	2	30,000				
2	Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo A (Gastos de instalación, materiales, estructuras y equipos)	5	90,000	3	150,000	5	150,000	5	150,000	5	150,000
3	Estaciones Meteorológicas Automáticas Tipo CC (Gastos de instalación, materiales, estructuras y equipos)	7	54,400	7	54,400	7	54,400	7	54,400	7	54,400
4	Estaciones Hidrológicas Automáticas (Gastos de instalación, materiales, estructuras y equipos)	3	112,200	3	112,200	3	112,200	3	112,200	3	112,200
5	Sistema de recepción de datos satelitales. Implementación de un sistema de comunicación por celular		20,000				20,000		80,000		
6	Equipos para estaciones hidrológicas y meteorológicas automáticas.		74,600		74,600		82,060		111,900		111,900
7	Equipos para estaciones meteorológicas convencionales .		15,000		15,000		10,000		5,000		5,000
8	Sensores de calidad del agua	1	16,000			1	16,000			1	16,000
9	Sensores de calidad del aire. Para uso en estaciones existentes.			3	15,000			3	15,000	2	10,000
10	Radio Sondas para lanzamientos en conjunto con ACP (Sistema propio en el año 2017)	200	55,000	400	120,000	400	120,000	400	120,000	400	250,000
11	Soporte energético para la oficina de Sinóptica (planta eléctrica y reemplazo) y para la estación receptora satelital de Tocumen.		5,000								20,000
12	Sistema para predicción numérica del tiempo.						40,000		10,000		
13	Actualización de la estación Receptora de Imágenes Satelitales Meteorológicas. (Sinóptica)		15,000				60,000		5,000		25,000
14	Programa de modernización de Sensores de Descargas Eléctricas Atmosféricas y actualización de los SW.		30,000				110,000				35,000
15	Sensores Radiación Ultravioleta.	1	5,000	1	5,000	1	5,000			1	5,000
16	Sistema para predicción numérica climática y actualizaciones.		50,000		5,000		5,000		5,000		5,000
17	Vehículos doble tracción con malacate	1	25,000			1	25,000			2	50,000
18	Vehículos tipo sedan	1	12,000			1	12,000				
19	Estación total y equipos de construcción varios.	1	12,000			1	12,000	1	12,000		
20	Sistema de Generación de escenarios de cambio climático (Suministro de un servidor, Instalación de PRECIS, entrenamiento).		8,000				30,000				
21	Traslado de los equipos de comunicación satelital de la oficina de Gestión de la Red en Tocumen.		26,000								
22	Radars meteorológicos: Consultoría para selección de sitio(s), adquisición de terrenos, instalaciones eléctricas, de comunicaciones. Suministro, instalación y puesta en operación.			1	2,499,999			1	2,700,000		
23	Remodelación de las oficinas de Hidromet en el edificio Su Tower		30,000								
24	Habilitación del sistema ISCS.		7,500		7,500		7,500		15,000		7,500
25	Presentación del Pronóstico en la WEB de ETESA.										
26	Servicio de Despliegue de Informes de Tormentas eléctricas atmosféricas (rayos) en la web (licencias, entrenamientos, sw, instalación y equipos).						150,000				
27	Sistema de adquisición de datos meteorológicos a través de aeronaves,		6,000				75,000		75,000		
28	Consultoría y adquisición de un sistema de Pronóstico Hidrológico Interactivo a corto, mediano y largo plazo				255,000		301,000				
29	Elaboración de Mapas y Metodología de Cálculo de Análisis Regional de Caudales Promedios a nivel nacional										
30	SAT Paocora Fase II (HEC, HECRAS, HMS)		1,200		13,300		40,000		1,500		
31	Balance Hídrico Superficial Automatizado (Arc Gis)										16,000
32	Consultoría sobre Disponibilidad y Calidad del Recurso Hidrogeológico del Arco Seco (Cuenca Piloto)										54,300
33	Proyecto de Relleno de series hidrometeorológicas utilizando un Modelo Lluvia-escorrenría (BDH, Sacramento, HBV, etc)				10,500						46,600
35	Confección de Atlas Hidrológico de Panamá, impresión de documento				25,000						
36	SW para la generación de las curvas Intensidad Duración Frecuencia (IDF) y para la generación de la Rosa de los Vientos. Elaboración de Curvas de Descarga de Estaciones Hidrológicas		52,000								
37	Consultoría para la instalación de un sistema de control de calidad de datos Meteorológicos.				30,000				36,000		36,000
38	Actualización de la base de datos: modulo de captura y despliegue de datos de las estaciones automáticas										
			751,900		3,422,499		1,467,160		3,508,000		1,009,900

## ANEXO I: ANALISIS PARA DETERMINAR LA EMPRESA COMPARADORA PARA TRANSMISIÓN

### 1-ANALISIS DE LA GESTION DE ETESA

#### 1.7. Análisis de la Evolución Económica Financiera (Indicadores)

##### Comentarios de ETESA

Realizando un análisis con referencia al punto 1.7.3 (**Relaciones de Endeudamiento**) de la propuesta del IMP periodo 2013-2017, se presentan una serie de indicadores de liquidez y endeudamiento para mostrar la evolución de la compañía en el periodo (2013-2023), con la tasa de rentabilidad estimada por la ASEP de 7.85%.

El indicador de solvencia se muestra en el período (2014-2023) por debajo de 1.0, lo que indica que ETESA no contara con los recursos para hacerle frente a sus obligaciones de corto plazo.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Relación Corriente (RC) - 7.85%	1.03	0.58	0.39	0.35	0.33	0.37	0.41	0.43	0.49	0.52	0.57

En cuanto al Índice de Endeudamiento Total, se vería afectado de modo indirecto, debido a que se tendría que recurrir a la consecución de nuevos financiamientos producto de no contar con los ingresos, para hacerle frente a las inversiones del plan de expansión del período 2013- 2017 las cuales asciende a B/.305.6 millones de dólares.

	2013	2014	2015	2016	2017
Índice de Endeudamiento Total (sobre PN) - 7.85%	48.8%	66.3%	75.4%	69.0%	67.7%

Con respecto al EBIT	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cobertura de Serv. Deuda	1.2x	1.0x	0.5x	0.4x	0.4x	0.4x	0.4x	0.4x	0.4x	0.5x	0.6x

Durante el período (2015-2023) la cobertura del EBIT no es suficiente para el pago del servicio total de la deuda.

Sus niveles de endeudamiento y otros compromisos contraídos o contingentes están respaldados por niveles de activos que cubren las necesidades de corto y mediano plazo.

El punto más débil de las proyecciones se encuentre en los reducidos niveles de caja debido a la magnitud de inversiones que debe llevar a cabo para robustecer el sistema de transmisión a nivel nacional.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
FLUJO DE CAJA REAL - Necesidades de Financiamiento	(37.99)	(66.67)	(52.74)	(63.60)	(51.92)	(36.02)	(43.41)	(38.54)	(27.15)	(25.76)	(443.80)

Se solicita a la ASEP, reconsidera el cálculo de la Tasa de Rentabilidad