

3. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, la recurrente señala la Resolución materia del recurso de reconsideración se sustenta principalmente en información incompleta en lo que se refiere a la fuente de inversiones de Electronoroeste;

Que, Electronoroeste indica que cumple con acompañar, en calidad de nueva prueba, información de sus inversiones, señalando que es obligación de la autoridad administrativa considerarla en virtud del principio de verdad material que inspira todo procedimiento como aquel que permite establecer los criterios para fijar la tarifa eléctrica rural, según la fuente de inversiones;

Que, Electronoroeste reconoce que si bien es cierto que la información que ahora presenta, no fue alcanzada en los plazos previstos por la normativa aplicable, ello no es un impedimento para que pueda ser valorada, siendo que lo contrario sería ponerlo en indefensión;

Que, por lo expuesto, Electronoroeste solicita que Osinergrmin se sirva admitir su recurso de reconsideración a fin que el mismo sea declarado fundado en su oportunidad.

4. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, para efectos de fijar los factores de proporción para el cálculo de la tarifa rural, mediante Resolución N° 670-2007-OS/CD se aprobó la norma "Medios, Formatos y Plazos para la Presentación de la Información vinculada a la Fijación de los Factores de Proporción aplicables en el Cálculo de la Tarifa Eléctrica Rural";

Que, en el numeral 3 de la norma citada, se establecen los requerimientos de información, que comprenden los metrados de las instalaciones de distribución eléctrica de media tensión, subestaciones de distribución, baja tensión y conexiones eléctricas, de las instalaciones que atienden a sistemas eléctricos rurales administrados por la concesionaria, diferenciando las inversiones que fueron realizadas por el Estado y por la empresa concesionaria;

Que, según lo estipulado en el numeral 5 de la referida norma, la información a que se refiere el considerando anterior debe ser reportada a Osinergrmin anualmente, la misma que corresponderá a la situación de las instalaciones de distribución eléctrica al 30 de junio de cada año y se presentará, teniendo como fecha límite, el 30 de setiembre de cada año;

Que, vencido el plazo mencionado en el considerando anterior, Electronoroeste no remitió la información requerida para la fijación de los factores de proporción aplicables al cálculo de la tarifa eléctrica rural, incumpliendo, de ese modo, con lo establecido en el citado numeral 5 de la norma;

Que, si bien la recurrente no remitió oportunamente la información necesaria para el cálculo de su factor de proporción, independientemente de las acciones que se puedan tomar por tal incumplimiento, en aplicación del principio de verdad material, corresponde analizar la información presentada en el recurso de reconsideración, siempre y cuando dicha información haya sido producida con anterioridad a la fecha de la emisión de la resolución impugnada;

Que, Electronoroeste en su recurso de reconsideración, presentó información de sus inversiones, en conexiones eléctricas domiciliarias, realizadas en los periodos julio 2013 – junio 2014 (1243 conexiones) y julio 2014 – junio 2015 (1239 conexiones), sumando un total de 2482 conexiones, por lo que dichas conexiones deben ser incorporadas como inversiones de la referida concesionaria en el Formato de Valor Nuevo de Reemplazo de Sistemas Eléctricos Rurales administrados por la misma;

Que, en consecuencia, resulta que deben actualizarse los montos de las inversiones realizadas por la concesionaria recurrente y los factores de proporción para el cálculo de la tarifa eléctrica rural que le corresponde;

Que, por lo expuesto el recurso de reconsideración interpuesto por Electronoroeste resulta fundado.

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración se han expedido los Informes N° 758-2015-GART y N° 760-2015-GART elaborados por la División de Distribución Eléctrica y la Coordinación Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergrmin, los cuales complementan el análisis de los argumentos del recurso de reconsideración y contienen

la motivación que sustenta la decisión de Osinergrmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3°, numeral 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en el Reglamento General de Osinergrmin aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y en su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas, y demás del marco legal aplicable;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergrmin en su Sesión N° 43-2015;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar fundado el recurso de reconsideración formulado por Electronoroeste S.A. contra la Resolución Osinergrmin N° 253-2015-OS/CD, por los fundamentos expuestos en el numeral 4 de la parte considerativa de la presente Resolución. En consecuencia, modifíquese los factores de proporción de Electronoroeste consignados en el cuadro del Artículo 1° de la Resolución impugnada, de acuerdo con lo siguiente:

Empresa	Factores de Proporción		
	Inversiones de las Empresas u Otras Entidades (fp)	Inversiones del Estado (1 - fp)	Total
Electronoroeste	4.79%	95.21%	100.00%

Artículo 2°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes N° 758-2015-GART y 760-2015-GART, en la página Web de Osinergrmin: www.osinergrmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

1328166-5

Fijan Margen de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para el período de avenida y período de estiaje del año 2016

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 308-2015-OS/CD

Lima, 23 de diciembre de 2015

CONSIDERANDO:

Que, con Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE, publicada el 18 de agosto de 2011, se modificaron los numerales 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (en adelante "NTCOTRSI"), sobre la Reserva Rotante, aprobada mediante Resolución Directoral N°014-2005-EM/DGE;

Que mediante la Resolución N° 194-2013-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 4 de octubre de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (en adelante "PR-21"), considerando las modificaciones de la NTCOTRSI; así también, se dispuso que el PR-21 entrase en vigencia en 180 días calendario de publicada la Resolución, plazo que venció el 02 de abril 2014;

Que, en el artículo 4° de la referida Resolución se encargó al COES elaborar los primeros estudios



estipulados en el PR-21, hasta antes de su entrada en vigencia. Posteriormente, mediante Resolución N° 058-2014-OS/CD publicada en el diario oficial El Peruano el 26 de marzo de 2014, se postergó el inicio de la vigencia del PR-21 para el 1 de julio de 2014;

Que, el COES, en cumplimiento del numeral 5.1.1 del PR-21, el 2 de octubre de 2015 remitió a Osinergmin la propuesta de la magnitud de reserva rotante destinada a la Regulación Primaria de Frecuencia (en adelante "RPF") requerida por el SEIN para el año 2016, sustentándolo en el informe técnico adjunto a la carta COES/D-507-2015;

Que, mediante la carta COES/D-646-2015, el COES presentó la absolución a las observaciones informadas mediante el Oficio N° 7256-2015-OS-GFE a la propuesta remitida con su carta COES/D-507-2015;

Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 5.1.2 del PR-21, corresponde a Osinergmin aprobar el margen de reserva rotante para la RPF del SEIN del año 2016, verificando que la propuesta del COES cumpla los criterios generales y la metodología establecida en el Anexo N° 1 del PR-21;

Que, de la revisión de la propuesta del margen de reserva rotante para la RPF del SEIN del año 2016, se ha verificado que el COES cumplió con los criterios generales a considerar y se ha calculado el margen de reserva siguiendo estrictamente la metodología establecida en el Anexo N° 1 del PR-21;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-392-2015 de la Unidad de Generación del SEIN de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento COES; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° CD-43-2015.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijar el Margen de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en 3,1% y 2,0% para el periodo de avenida (meses de enero a mayo y diciembre) y periodo de estiaje (meses de junio a noviembre) del año 2016, respectivamente, por las consideraciones expuestas en el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-392-2015, que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y en el portal institucional de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

JESUS TAMAYO CACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

INFORME TÉCNICO N° GFE-UGSEIN-392-2015

APROBACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – 2016

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se analiza la propuesta de la magnitud del margen de reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (en adelante "RPF") para el año 2016, propuesta por el COES (en adelante "PROPUESTA") para su aprobación por el Osinergmin, en cumplimiento de lo dispuesto por el Procedimiento Técnico COES PR-21 "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia" (en adelante "PR-21").

La revisión de la PROPUESTA, tiene por finalidad verificar que cumpla lo estipulado en el Anexo N° 1 del PR-21 (Metodología para Determinar la Reserva destinada a la RPF), cuyo objetivo es determinar el margen de reserva que minimice la suma de los costos adicionales de operación por la asignación de un margen de reserva al

SEIN y el costo de la energía no servida a consecuencia de la pérdida de generación o conexión intempestiva de demanda.

En este sentido, del análisis realizado a la PROPUESTA, se verificó el cumplimiento de lo establecido en el PR-21, respecto a los criterios y metodología para la determinación del margen de reserva rotante para la RPF del SEIN, resultando que para el año 2016 se fije en 3.1% para el periodo de avenida (meses de enero a mayo y diciembre) y 2,0% para el periodo de estiaje (meses de junio a noviembre). Estos porcentajes deberán ser considerados por el COES para la programación del despacho de corto y mediano plazo del SEIN en los periodos que corresponda; así como, en la operación en tiempo real del SEIN, excluyendo a las unidades de generación a las que se refiere el numeral 6.2 del PR-21 y las unidades de generación cuyos propietarios soliciten su despacho por pruebas.

INDICE

APROBACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – 2016

1. INTRODUCCION 2. VERIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL PR-21 PARA EL CÁLCULO DEL MARGEN DE RESERVA PARA LA RPF

2.1 Cálculo de los Costos Operativos Adicionales 2.2 Cálculo del Costo de Energía no Suministrada (ENS) 2.3 Cálculo de la Reserva Rotante para la RPF

3. CONCLUSIONES

INFORME TÉCNICO GFE-UGSEIN-392-2015

APROBACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – 2016

1. INTRODUCCION

Conforme a lo estipulado en el numeral 5.1 del Procedimiento Técnico COES PR-21 "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia" (en adelante "PR-21"), aprobado mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD, "responsabilidad del COES proponer anualmente al OSINERGMIN la magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) requerida por el SEIN, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el Anexo 1".

La metodología para determinar la reserva destinada a la RPF, establecida en el Anexo N° 1, expone principalmente los siguientes criterios:

"- La metodología para determinar la magnitud de reserva para RPF debe tener en cuenta los mayores costos de operación por disponer de un margen de potencia adicional para proveer el servicio de RPF así como los beneficios del mismo.

- La reserva destinada a la RPF debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación que produzcan déficit de generación.

- Se fija en 59,5 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después de 15 segundos de ocurrido un evento.

- La magnitud de Reserva Rotante para la RPF para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.

- Las fallas de generación y de equipos de red que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad generadora a la vez.

- La magnitud de Reserva Rotante para la RPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la

referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).

- En la metodología se considera inicialmente una reserva rotante asignada a la RPF del 1% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis. (...)"

Mediante documento COES/D-507-2015, del 02 de octubre de 2015, el COES remitió a Osinergmin la propuesta de la magnitud de reserva rotante para la RPF del SEIN del año 2016 (Informe COES/D/DO-408-2015).

Mediante Oficio N° 7256-2015-OS/GFE se presentó observaciones a la propuesta del COES, las cuales se citan a continuación:

a) El informe presenta los cálculos conforme a la metodología establecida en PR-21; se observa que la proyección de la demanda de energía para el año 2015 resulta elevada (44968 GWh, incluida en el Anexo 1 del Anexo A del Informe) considerando que el incremento de la demanda de energía de enero a octubre de 2015, respecto del mismo periodo del 2014, es de aproximadamente 5.8%, lo cual se estima que es mayor a la demanda que podría ocurrir en el año 2015. Por lo tanto, la proyección de la demanda para el año 2016 se considera que resultaría elevada.

b) Otro aspecto del Informe que debería ser revisado en lo referido al cálculo del % de reserva para los periodos de avenida y estiaje, se explica a continuación:

Para la determinación del % reserva conforme a lo estipulado en el Anexo 1 del PR-21 "Metodología para Determinar la Reserva destinada a la RPF", se establece que se graficará la curva de costos totales versus el % de reserva, luego se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo; para este efecto al haberse calculado los costos totales (determinados como la suma de los sobrecostos operativo y el costo de la Energía No Suministrada), que resulta en una "curva" de 6 puntos (de 0% a 5%), para la determinación del % de reserva, se halla la curva polinómica que resulte con un coeficiente de correlación aceptable, en esta curva polinómica se determina el % de reserva que minimiza el Costo Total.

Para el periodo de estiaje el valor de % de reserva en el caso del Polinomio grado 3 con un coeficiente de correlación 0.8086 (valor modesto), es 1.94% (valor igual al determinado por el COES), pero si se hubiese utilizado un polinomio de grado 4 que tiene un coeficiente de correlación 0.9247, el valor de % reserva que obtiene el mínimo costo con dicho polinomio es 1.27%.

Por lo tanto el COES deberá explicar por qué no ha utilizado un polinomio grado 4, para la determinación del % de reserva para el periodo de Estiaje.

c) el COES deberá explicar por qué usa como potencia del bloque de punta la potencia máxima de los periodos de Avenida y Estiaje.

d) En relación al Anexo C del Informe, correspondiente al "Análisis Eléctricos del Estudio para Determinar la Magnitud de la Reserva Rotante destinada a la Regulación Primaria de Frecuencia", el COES deberá explicar, respectó al contenido de las tablas 6.2 a 6.12, lo concerniente al valor de potencia consignado a la desconexión de "Mantaro" que figura con 671 MW. La explicación de refiere si la potencia indicada se refiere a la C.H. Mantaro o al Complejo Mantaro. En caso que se trate de la C.H. Mantaro, la desconexión de esta planta implica la desconexión de la C.H. Restitución.

Mediante carta COES/D-646-2015, el 15 de diciembre de 2015, el COES presentó la absolución a las observaciones (Informe COES/O/SEV-111-2015). Las respuestas presentadas a las observaciones se consideran válidas por lo tanto los valores de % RPF presentados en el documento COES/D-507-2015 se consideran válidos.

El análisis que se realiza en el presente informe consiste en verificar el cumplimiento de la metodología, propuesta en el Anexo N° 1 del PR-21, para calcular la magnitud de reserva para la RPF correspondiente al año 2016.

2. VERIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL PR-21 PARA EL CÁLCULO DEL MARGEN DE RESERVA PARA LA RPF

La evaluación de la PROPUESTA se basará en el cumplimiento de los criterios generales y la metodología establecidos en el Anexo N° 1 del PR-21.

2.1 Cálculo de los Costos Operativos Adicionales

En la PROPUESTA se ha verificado que se utilizó como caso base (sin reserva en el SEIN) la Programación del Mediano Plazo del SEIN correspondiente al mes de agosto de 2015, elaborada y emitida por el COES y a partir de ésta se calcularon los sobrecostos operativos, aumentando la reserva rotante del SEIN hasta el 5% con pasos de 1%.

Tabla 1. Costos de Operación de Enero – Diciembre 2015 (en millones de dólares)

% Reserva	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
0%	8.21	8.33	9.42	11.99	19.18	20.85	23.79	24.23	33.35	31.63	29.56	23.13	243.67
1%	8.39	8.59	9.71	12.25	19.71	21.25	24.77	24.68	32.48	31.30	30.33	23.84	247.30
2%	8.73	8.87	10.08	12.76	20.28	21.60	25.44	25.38	32.48	33.25	31.03	23.71	253.61
3%	8.97	9.13	10.32	13.09	20.83	22.49	25.63	26.06	33.49	32.58	30.99	24.92	258.50
4%	9.33	9.35	10.73	13.73	21.38	22.68	26.60	26.42	32.39	33.33	31.87	25.33	263.14
5%	9.69	9.65	11.10	14.27	21.89	23.00	26.46	25.82	33.56	33.86	32.30	25.99	267.59

Por otro lado, de acuerdo al numeral 1.9 del Anexo N° 1 del PR-21, corresponde evaluar el Margen de Reserva para la RPF para el periodo de avenida y estiaje del 2015. En ese sentido los sobrecostos para el periodo de avenida (meses de enero a mayo y diciembre) del 2015 son los que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2. Sobrecostos Periodo de Avenida 2015 (en millones de dólares)

Reserva %	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Dic	Total	Sobre Costo millones US\$
0%	8.21	8.33	9.42	11.99	19.18	23.13	80.26	0
1%	8.39	8.59	9.71	12.25	19.71	23.84	82.49	2.22
2%	8.73	8.87	10.08	12.76	20.28	23.71	84.43	4.15
3%	8.97	9.13	10.32	13.09	20.83	24.92	87.26	6.99
4%	9.33	9.35	10.73	13.73	21.38	25.33	89.85	9.59
5%	9.69	9.65	11.1	14.27	21.89	25.99	92.59	12.31

Del mismo modo, los sobrecostos para el periodo de estiaje (junio a noviembre) del 2015 se observan en la tabla siguiente:

Tabla 3. Sobrecostos Periodo de Estiaje 2015 (en millones de dólares)

Reserva %	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Total	Sobre Costo millones US\$
0%	20.85	23.79	24.23	33.35	31.63	29.56	163.41	0
1%	21.25	24.77	24.68	32.48	31.3	30.33	164.81	1.39
2%	21.6	25.44	25.38	32.48	33.25	31.03	169.18	5.78
3%	22.49	25.63	26.06	33.49	32.58	30.99	171.24	7.83
4%	22.68	26.6	26.42	32.39	33.33	31.87	173.29	9.88
5%	23	26.46	25.82	33.56	33.86	32.3	175	11.59

Por lo expuesto anteriormente, se observa que la PROPUESTA cumple con lo dispuesto en los numerales 1.7, 2.2, 2.3 y 2.5 del Anexo N° 1 del PR-21, en lo correspondiente al cálculo de los Costos Operativos Adicionales incurridos, por aplicación del Margen de Reserva Rotante para la RPF.

2.2 Cálculo del Costo de Energía no Suministrada (ENS)

En la PROPUESTA, para determinar el Costo de Energía no Suministrada (ENS) por desconexión de generación o conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, se consideró lo siguiente:

a) Análisis eléctricos dinámicos para estimar la demanda desconectada por desconexión de unidades de generación, realizada utilizando un estatismo de 5%.

b) Determinación de las tasa de falla a partir de salidas



forzadas de unidades de generación, por fallas propias o de las instalaciones de transmisión que las conectan al SEIN, de los últimos 36 meses.

Se identificó los bloques de demanda del SEIN que se conectan en forma intempestiva, determinándose que el efecto de la conexión de estos bloques no impacta en el cálculo del costo de la ENS

c) Con la información de las tasa de falla y la obtenida de los análisis eléctricos se estimó el costo de la ENS para cada una de las unidades de generación, la cual se obtiene del producto de la tasa de fallas y el tiempo de restablecimiento del suministro interrumpido, la magnitud del suministro interrumpido y el costo de la ENS (6000 US \$/MWh).

Tabla 4. Costo de la ENS del SEIN

Avenida 2016		Estiaje 2016	
Reserva %	Costo ENS millones US\$	Reserva %	Costo ENS millones US\$
0%	18.40	0%	15.39
1%	10.93	1%	6.35
2%	4.76	2%	4.10
3%	1.27	3%	1.02
4%	0.31	4%	0.26
5%	0	5%	0

El costo total para la evaluación de la reserva óptima en las 2 condiciones hidrológicas se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5. Costo total

Avenida 2016				Estiaje 2016			
Reserva %	Sobre Costo millones US\$	Costo ENS millones US\$	Costo Total millones US\$	Reserva %	Sobre Costo millones US\$	Costo ENS millones US\$	Costo Total millones US\$
0%	0	18.40	18.40	0%	0	15.39	15.39
1%	2.22	10.93	13.15	1%	1.39	6.35	7.74
2%	4.15	4.76	8.91	2%	5.78	4.10	9.88
3%	6.99	1.27	8.26	3%	7.83	1.02	8.85
4%	9.59	0.31	9.90	4%	9.88	0.26	10.14
5%	12.31	0	12.31	5%	11.59	0	11.59

Los porcentajes de reserva para cada periodo estacional se obtienen aplicando lo estipulado en el numeral 2.6 del Anexo 1 del PR-21, el cual estipula:

“Con cada uno de los costos hallados en los numerales 2.1 y 2.2 se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje y en el se graficará también el costo total. Luego, se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo, según se puede apreciar en la Figura A.1 Este porcentaje referido a la demanda, será corregido para lo cual se deberá de descontar la generación que de acuerdo a la NTCOTR esta exonerada de realizar RPF”.

En los Gráficos N° 1 y 2 se muestra los valores de porcentaje de margen de reserva.

Gráfico N° 1

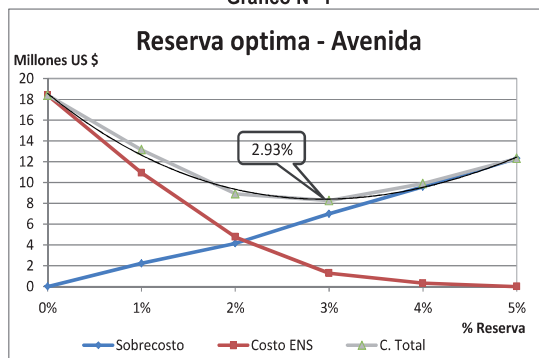
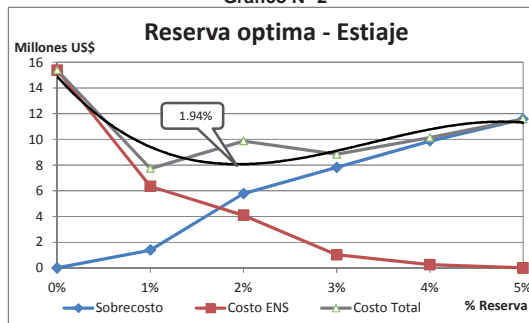


Gráfico N° 2



2.3 Cálculo de la Reserva Rotante para la RPF

De acuerdo al numeral 2.4 del Anexo N° 1 del PR-21, para determinar la reserva rotante que se asignará a la RPF, corresponde al punto donde se minimiza la suma de las siguientes componentes:

- Los costos operativos adicionales por mantener la reserva rotante destinada a la RPF;
- El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;
- El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.

Para la asignación de reserva de las centrales de generación que están obligadas a brindar el regulación primaria de frecuencia, se debe descontar la potencia promedio aportada por las centrales exceptuadas de esta obligación (considerando 3 bloques horarios de demanda).

- Para el periodo de avenida

Periodo de Reserva	Demanda estimada del Sistema 2016 (MW)	Potencia no considerada en la asignación (MW)	Porcentaje de reserva a asignar
Reserva Punta	6508	274	3.07
Reserva Media	6481	361	3.11
Reserva Punta	4883	219	3.08
Promedio Ponderado			3.09

El valor redondeado a asignar como reserva en este periodo estacional sería 3.1%.

- Para el periodo de estiaje

Periodo de Reserva	Demanda estimada del Sistema 2016 (MW)	Potencia no considerada en la asignación (MW)	Porcentaje de reserva a asignar
Reserva Punta	6438	274	2.03
Reserva Media	6317	361	2.06
Reserva Punta	4683	219	2.04
Promedio Ponderado			2.046

El valor redondeado a asignar como reserva en este periodo estacional sería 2.0%

El numeral 1.9 del Anexo 1 del PR-21 el cual establece que si se observa una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la reserva rotante para la RPF de los resultados obtenidos para los periodos estacionales de avenida y estiaje, se podrá establecer magnitudes de reserva rotante para la RPF diferenciados para dichos periodos

Por lo tanto, la magnitud de Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia del año 2016, será la siguiente:

Periodo	Magnitud Reserva Rotante para la RPF (%)
Avenida Del 01/01/2016 al 31/05/2016 y del 01/12/01 al 31/12/2016	3.1%
Estiaje Del 01/06/2015 al 30/11/2016	2.00%

3. CONCLUSIONES

Como resultado de la revisión de los análisis del Informe del COES se concluye lo siguiente:

- Para el año 2016 en aplicación del PR-21, se ha determinado que el porcentaje de la magnitud de reserva para la RPF, tiene valores diferenciados para avenida (3.1%) y estiaje (2.0%).

- Los porcentajes antes señalados toman en cuenta la capacidad de generación exonerada de brindar el servicio de RPF, en concordancia con lo estipulado en la NTCOTR.

Roberto Carlos Tamayo Pereyra
Jefe de la Unidad de Generación del SEIN
AOC

1328685-1

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSION EN INFRAESTRUCTURA
DE TRANSPORTE DE USO PUBLICO**

**Aprueban Medidas de Austeridad,
Disciplina y Calidad en el Gasto Público del
OSITRAN para el Año Fiscal 2016**

**RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA
N° 072-2015-PD-OSITRAN**

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DIRECTIVO

Lima, 28 de diciembre de 2015

VISTOS:

Los Memorandos N° 1397-15-GA-OSITRAN y N° 1414-15-GA-OSITRAN de la Gerencia de Administración, el Memorando N° 333-15-GPP-OSITRAN de la Gerencia de Planeamiento y Presupuesto, la Nota N° 252-15-GAJ-OSITRAN de la Gerencia de Asesoría Jurídica y la Nota N° 085-15-GG-OSITRAN de la Gerencia General; y,

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Ley N° 26917, Ley de Supervisión de la Inversión Privada en Infraestructura de Transporte de Uso Público, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público - OSITRAN, como organismo público encargado de normar, regular, supervisar, fiscalizar y resolver controversias respecto de los mercados relativos a la explotación de la infraestructura de transporte de uso público;

Que, el literal e) de la Primera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 30372, Ley del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016, autoriza a los Organismos Reguladores a aprobar disposiciones de austeridad, disciplina y calidad en el gasto público, las cuales deben ser aprobadas mediante resolución de su titular y publicadas en el Diario Oficial El Peruano, en un plazo que no exceda el 31 de diciembre de 2015; asimismo, establece que en materia de ingresos del personal se sujeta a lo dispuesto en la Ley N° 30372, y, en lo que corresponda, a la Ley N° 30057, Ley del Servicio Civil y sus Reglamentos, aprobados en el marco de la Décima Disposición Complementaria Final de la mencionada Ley;

Que, mediante Memorando N° 1397-15-GA-OSITRAN del 07 de diciembre de 2015, la Gerencia de Administración, en el marco de las disposiciones contenidas en la Ley del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016, propuso Medidas de Austeridad, Disciplina y Calidad en el Gasto Público en el OSITRAN para el Año Fiscal 2016, orientadas a la gestión eficiente y optimización en el uso de los recursos de la Entidad para el período de ejecución del presupuesto institucional del referido año fiscal;

Que, a través del Memorando N° 333-15-GPP-OSITRAN del 10 de diciembre de 2015, la Gerencia de Planeamiento y Presupuesto emitió opinión favorable a la propuesta normativa presentada por la Gerencia de Administración y recomendó su remisión a la Gerencia de Asesoría Jurídica;

Que, mediante Memorando N° 1414-15-GA-OSITRAN del 11 de diciembre de 2015, la Gerencia de Administración remitió a la Gerencia de Asesoría Jurídica el proyecto de medidas de austeridad para el año 2016;

Que, a través de la Nota N° 252-15-GAJ-OSITRAN del 16 de diciembre de 2015, la Gerencia de Asesoría Jurídica opinó que la propuesta normativa se ajusta a lo dispuesto por la Ley del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016, por lo que remitió el proyecto de Resolución de Presidencia debidamente visado;

Que, mediante Nota N° 085-15-GG-OSITRAN del 18 de diciembre de 2015, la Gerencia General expresó que el proyecto de Resolución cuenta con su conformidad y lo remitió visado para suscripción de la Presidencia del Consejo Directivo;

Que, resulta necesario emitir Medidas de Austeridad, Disciplina y Calidad en el Gasto Público en el OSITRAN para el Año Fiscal 2016, en el marco de la normativa de la materia;

Que, el numeral 6.3 del artículo 6 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, establece que el Presidente del Consejo Directivo ejerce funciones ejecutivas de dirección del Organismo Regulador y es el titular de la entidad correspondiente;

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8 del Reglamento de Organización y Funciones del OSITRAN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2015-PCM, la Presidencia del Consejo Directivo es la máxima autoridad ejecutiva y titular del OSITRAN, correspondiéndole ejercer la competencia y facultades atribuidas al Titular de la Entidad en la normativa de Presupuesto Público;

De conformidad con lo señalado en la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016; la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; y, el Reglamento de Organización y Funciones del OSITRAN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2015-PCM;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar las Medidas de Austeridad, Disciplina y Calidad en el Gasto Público del OSITRAN para el Año Fiscal 2016, que como Anexo forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2.- Publicar en el Diario Oficial El Peruano la presente Resolución y las Medidas de Austeridad, Disciplina y Calidad en el Gasto Público del OSITRAN para el Año Fiscal 2016, así como en el Portal Institucional (www.ositran.gob.pe).

Regístrese, comuníquese y publíquese.

PATRICIA BENAVENTE DONAYRE
Presidente del Consejo Directivo

**MEDIDAS DE AUSTRERIDAD, DISCIPLINA Y CALIDAD
EN EL GASTO PÚBLICO DEL OSITRAN PARA EL
AÑO FISCAL 2016**

I. OBJETO

Establecer disposiciones de austeridad, disciplina y calidad del gasto público en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público - OSITRAN, orientadas a la gestión eficiente y optimización en el uso de los recursos de la Entidad para la ejecución presupuestal del Año Fiscal 2016, en el marco de las facultades establecidas por la Primera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016.

II. ALCANCE

Las disposiciones contenidas en las presentes Medidas son de observancia obligatoria para todos los órganos y personal del OSITRAN bajo cualquier modalidad laboral.

III. BASE LEGAL

3.1. Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016.