



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA
✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe OSINERG-GART/DGT N° 047A-2003

Estudio para la Fijación de las Compensaciones en el SST Pachachaca – San Juan, Pachachaca – Purunhuasi, Celdas en Purunhuasi y Chavarría

Lima, 09 de Octubre de 2003

Resumen Ejecutivo

La empresa EDEGEL S.A.A. (en adelante "EDEGEL") presentó al OSINERG, con fecha 22 de abril de 2003, una solicitud para que se fijen las compensaciones para el Sistema Secundario de Transmisión conformado por las líneas de transmisión Pachachaca – San Juan y Pachachaca – Purunhuasi, y las celdas en las subestaciones de Purunhuasi y Chavarría, para el período del 23 de diciembre de 1999 al 09 de abril de 2001.

El OSINERG puso en conocimiento de las empresas generadoras y del titular de dichas instalaciones, la solicitud de EDEGEL, con el objeto de que presentaran las propuestas para determinar las compensaciones correspondientes a dichas instalaciones de transmisión.

El OSINERG consideró necesario aplicar mecanismos que reflejaran la mayor transparencia posible, considerando un procedimiento que contempló la realización de una audiencia pública, la misma que se llevó a cabo el 27 de junio de 2003, con el fin de que los interesados sustentaran sus propuestas y expresaran sus comentarios sobre las presentadas por los otros agentes.

Asimismo, una vez analizadas las propuestas presentadas por las empresas generadoras y por ETECEN S.A., el OSINERG, publicó, con fecha 20 de agosto de 2003, la Resolución OSINERG N° 132-2003-OS/CD conteniendo el Proyecto de Resolución de compensación por las instalaciones solicitadas.

Los interesados hicieron llegar sus opiniones y sugerencias al referido proyecto de resolución, hasta el día 04 de septiembre de 2003.

El OSINERG después del análisis de las opiniones y sugerencias alcanzadas ha determinado que la compensación mensual, expresada a diciembre del año 1999, para las instalaciones comprendidas en la solicitud presentada por EDEGEL, asciende a S/. 1 488 437.

Asimismo, el criterio y metodología para determinar las responsabilidades en el reparto de la compensación corresponde al "Método del Rastreo", el mismo que permite identificar el uso físico de la red que efectúan los generadores usuarios de la misma.

En consecuencia, se recomienda disponer que los titulares de las centrales de generación efectúen el pago que cubra la compensación mensual señalada anteriormente. Para este fin, al igual que en casos anteriores, se recomienda se utilice el criterio de uso físico basado en los factores de distribución topológicos.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 RESULTADOS.....	4
2. ASPECTOS REGULATORIOS Y METODOLÓGICOS.....	6
3. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	8
3.1 AUDIENCIA PÚBLICA.....	9
3.2 PREPUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN.....	10
3.3 OPINIONES Y SUGERENCIAS RESPECTO AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN	10
4. ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE LAS EMPRESAS	11
4.1 PROPUESTA DE EDEGEL.....	11
4.1.1 Resumen de su Propuesta.....	11
4.1.2 Análisis del OSINERG	12
4.2 PROPUESTA DE ETECEN.....	14
4.2.1 Resumen de la Propuesta de ETECEN.....	14
4.2.2 Análisis del OSINERG	16
4.3 PROPUESTA DE ELECTROPERÚ	16
4.3.1 Resumen de la Propuesta de ELECTROPERÚ.....	16
4.3.2 Análisis del OSINERG	17
4.4 PROPUESTA DE SAN GABÁN	18
4.4.1 Resumen de la Propuesta de SAN GABÁN.....	18
4.4.2 Análisis del OSINERG	18
4.5 PROPUESTA DE ENERSUR.....	19
4.5.1 Resumen de la Propuesta de ENERSUR.....	19
4.5.2 Análisis del OSINERG	20
4.6 PROPUESTA DE DEI EGENOR.....	21
4.6.1 Resumen de la Propuesta de DEI EGENOR.....	21
4.6.2 Análisis del OSINERG	21
5. DETERMINACIÓN DEL SEA Y COSTOS DE INVERSIÓN	22
5.1 DETERMINACIÓN DEL SEA CORRESPONDIENTE.....	22
5.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN.....	23
5.3 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	24
5.4 DETERMINACIÓN DE LAS COMPENSACIONES	25
5.4.1 Asignación de responsabilidad del pago de las compensaciones	26
5.4.2 Fórmula de Actualización.....	26
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	28
7. ANEXOS.....	29

1. Introducción

El siguiente informe contiene el estudio realizado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG"), para la Fijación de Tarifas y Compensaciones por el uso de las líneas y celdas de transmisión en los tramos Pachachaca-Purunhuasi y Pachachaca-San Juan así como de las celdas de línea en las subestaciones Purunhuasi y Chavarría (en adelante "LAS INSTALACIONES") que pertenecen al Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") del denominado Sistema Mantaro-Lima de propiedad de ETECEN S.A. (en adelante "ETECEN"), en el período comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 al 09 de abril de 2001, en atención a la solicitud formulada por la empresa concesionaria de generación EDEGEL S.A.A. (en adelante "EDEGEL").

Para su elaboración, se ha considerado las propuestas que sobre el particular han presentado las empresas EDEGEL, ETECEN, Electricidad del Perú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ"), San Gabán S.A. (en adelante "SAN GABÁN"), Energía del Sur S.A. (en adelante "ENERSUR") y Duke Energy International Egenor S.A.A. (en adelante "DEI EGENOR"), las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados al Proyecto de Resolución correspondiente, así como los estudios propios desarrollados por el OSINERG.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú, se encuentran establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE") y el Reglamento de la LCE.

El estudio realizado por el OSINERG, determina las compensaciones de transmisión, definidas en los Artículos 44° y 62° de la LCE¹, y en los Artículos

¹ **Artículo 44°.**- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

Artículo 62°.- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

(...)

128° y 139° del Reglamento de la LCE². Estas compensaciones están constituidas tanto por el monto total de las mismas, correspondientes a cada instalación, la forma de reparto de dicho monto total entre los usuarios de la red secundaria; así como, por sus respectivas formulas de actualización.

El Consejo Directivo del OSINERG convocó a una audiencia pública para el 27 de junio de 2003, con el objeto que EDEGEL, al igual que el resto de los titulares de generación y transmisión, exponga su propuesta de compensaciones por LAS INSTALACIONES. Las propuestas y/o opiniones, presentadas por las empresas mencionadas, fueron publicadas en la página WEB de OSINERG.

1.1 Resultados

La compensación mensual, expresada a diciembre del año 1999, para instalaciones pertenecientes al SST comprendidas en la solicitud presentada por EDEGEL, asciende a S/. 1 488 437; monto que corresponde a una tasa de cambio de 3,49 S./US\$ e Índice de Precios al Consumidor (IPM) de 148,922699.

Asimismo, la compensación mensual indicada en el párrafo anterior, deberá ser pagada por los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en función del uso físico. Para tal fin se utilizará el método de los “Factores de Distribución Topológicos” que se describe en el documento de Janusz Bialek “Topological Generation and Load

² **Artículo 128°.**- Para la fijación de los precios en las barras unidas al Sistema Principal de Transmisión, mediante un sistema secundario, a que se refiere el Artículo 49° de la Ley, la Comisión observará el siguiente procedimiento:

(...)

- c) Determinará el precio de Potencia de punta en Barra aplicando al precio en Barra de la respectiva barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de potencia. Al valor obtenido se agregará un peaje que cubra el Costo Medio del Sistema Secundario de Transmisión Económicamente Adaptado.

El cálculo del peaje será efectuado de acuerdo a lo señalado en el Artículo 139° del Reglamento.

Artículo 139°.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

- a) El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

- El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;
- La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

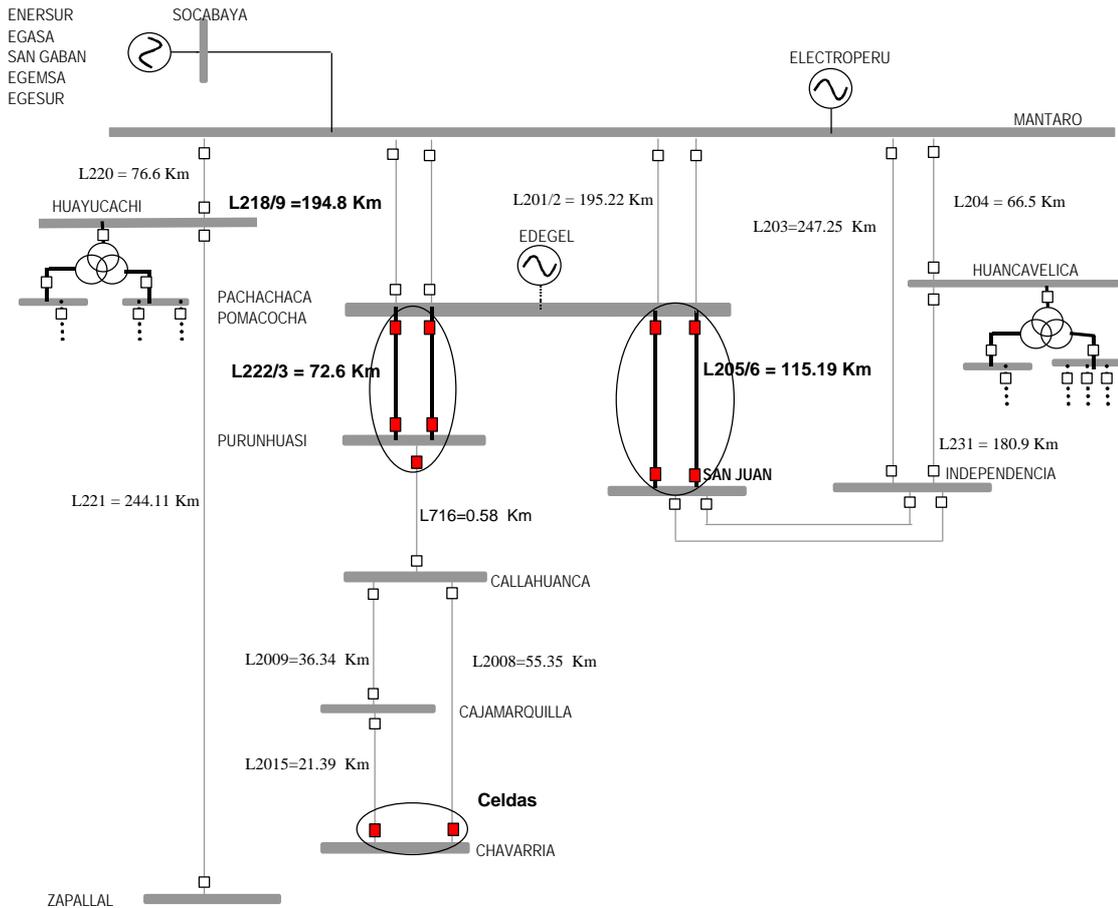
- b) Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, serán tratados de acuerdo con lo que determine la Comisión, sobre la base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

La Comisión podrá emitir disposiciones complementarias para la aplicación del presente artículo.

Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access” publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por ETECEN S.A. utilizando la información correspondiente al periodo del 23 de diciembre de 1999 al 09 de abril de 2001.

En el gráfico N° 1.1 se muestra el diagrama del sistema Mantaro – Lima, donde se resaltan LAS INSTALACIONES.



2. Aspectos Regulatorios y Metodológicos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8° y 42° de la LCE³.

Las tarifas y compensaciones correspondientes a la transmisión principal y secundaria, deberán ser reguladas en cumplimiento del literal b) de Artículo 43° de la LCE⁴. En el caso de las tarifas de transmisión, la referida regulación será efectuada por el OSINERG, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia. De forma similar el Artículo 62° de la LCE⁵ establece que las compensaciones del SST deberán ser reguladas por el OSINERG.

Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, la LCE reconoce el Costo Medio de un Sistema Económicamente Adaptado (en adelante "SEA"); tal como se señala en el Artículo 49° de la LCE⁶ y en los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la LCE.

³ **Artículo 8°.**- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

⁴ **Artículo 43°.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

⁵ **Artículo 62°.**- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

(...)

⁶ **Artículo 49°.**- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

El Costo Medio, está definido en el Anexo de la LCE⁷ y corresponde a los costos de inversión (en adelante “Costo Medio de Inversión”), operación y mantenimiento (en adelante “COyM”), en condiciones de eficiencia.

El SEA, también se encuentra definido en el Anexo de la LCE⁸ y corresponde al sistema eléctrico en el cual existe un equilibrio entre la oferta y demanda.

Con relación a la asignación de los cargos de transmisión, el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, en concordancia con la Definición 17° del anexo de la LCE⁹, establece el procedimiento a seguir, en los casos en que una generación o una demanda está siendo abastecida por instalaciones exclusivas del SST. Así mismo, prevé las situaciones excepcionales que no se ajustan exactamente a ninguno de los dos casos anteriores, encargando al Regulador resolver las situaciones particulares que pudieran presentarse, indicando para éstas únicamente las directrices que deben tomarse en cuenta para su determinación.

⁷ **COSTO MEDIO:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

⁸ **SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO:** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio.

Artículo 48°.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

⁹ **SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISION:** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

3. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones se llevó a cabo de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM. El OSINERG y sus modificatorias en aplicación del principio de transparencia contenido en el Artículo 8° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, se han incluido audiencias públicas dentro del procedimiento de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, con la finalidad de que los usuarios e interesados puedan manifestarse sobre las propuestas tarifarias respectivas.

Sin embargo, siendo el presente un proceso de fijación de compensaciones de LAS INSTALACIONES, que está fuera del proceso regular de fijación de tarifas y compensaciones aprobadas mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD que norma los "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", el OSINERG ha considerado necesario aplicar mecanismos que reflejaran la mayor transparencia posible, considerando un procedimiento que contemplara la realización de una audiencia pública y la prepublicación de la resolución que fije las compensaciones correspondientes, a fin de que los interesados puedan expresar su opinión antes de la publicación definitiva.

Este mecanismo, que obedece a las disposiciones legales vigentes, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que estas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de tarifas y compensaciones para LAS INSTALACIONES.

En el esquema mostrado en el Cuadro N° 3.1 se resume el proceso que se ha seguido para la fijación de compensaciones de LAS INSTALACIONES, correspondiente al periodo del 23 de diciembre de 1999 al 9 de abril de 2001.

Cuadro N° 3.1
Proceso de Fijación de Compensaciones

1.	Propuesta de EDEGEL	22-Abr-03
2.	Publicación de propuesta en página WEB	28-Abr-03
3.	Propuesta de Generadores y ETECEN (15 días)	26-May-03
4.	Publicación propuestas de Generadores y de ETECEN en página WEB	28-May-03
5.	Audiencia Pública	27-Jun-03
6.	Publicación del Proyecto de Resolución	20-Ago-03
7.	Opiniones y Sugerencias al Proyecto de Resolución	04-Sep-03

El proceso de fijación de tarifas y compensaciones, se inició el 22 de abril de 2003 con la presentación de la comunicación GC-054-2003, mediante la cual EDEGEL solicita al OSINERG defina las compensaciones correspondientes al Sistema de Transmisión Mantaro-Lima para el período comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 y el 09 de abril de 2001, proponiendo se empleen los costos establecidos en la Resolución N° 004-2001-P/CTE y se realicen los pagos aplicando el método del rastreo. Esta solicitud fue publicada en la página WEB de OSINERG.

Con Oficio N° 127-2003-OSINERG-GART de fecha 30 de abril de 2003, se notificó a los concesionarios de generación que pertenecen al SEIN y al titular de las instalaciones, el inicio del proceso correspondiente para la fijación de las compensaciones de dicho sistema de transmisión para el período comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 y el 09 de abril de 2001 y se solicitó, en caso lo consideren necesario, la presentación hasta el 26 de mayo 2003, de sus propuestas concretas de compensaciones por el uso del SST en cuestión.

Asimismo, mediante Oficio N° 143-2003-OSINERG-GART, se notificó a todos los concesionarios de generación pertenecientes al SEIN, la comunicación GC-072-2003 de EDEGEL con la que la concesionaria de generación precisó su solicitud de fijación de compensaciones a las siguientes instalaciones:

- Líneas y celdas de transmisión de los tramos Pachachaca-Purunhuasi (L222-L223), Pachachaca-San Juan (L205-L206)
- Celdas en Chavarría (L2008-L2015)
- Celda en Purunhuasi (L716)

3.1 Audiencia Pública

Con Oficio N° 178-2003-OSINERG-GART, de fecha 20 de junio de 2003, se convocó a audiencia pública para el día 27 de junio de 2003, a las 09:00 horas, a fin que los representantes de las empresas que presentaron sus propuestas, expongan el sustento técnico-legal de su propuesta y/o opinión presentada a OSINERG como respuesta al Oficio N° 127-2003-OSINERG-GART.

En concordancia con el principio de transparencia se dispuso la publicación, en la página WEB del OSINERG, de las propuestas presentadas por los

titulares de generación y transmisión con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso a las propuestas mencionadas y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios relacionados con los estudios tarifarios, durante la realización de la audiencia pública.

De esta forma, se logra la participación de los diversos agentes en el proceso de toma de decisiones, dentro de un entorno de mayor transparencia, conforme a los principios y normas contenidas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores del Estado y la Ley del Procedimiento Administrativo General.

La audiencia pública se realizó en la fecha prevista, donde los representantes de EDEGEL, ETECEN, ENERSUR y SAN GABAN tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas y/o opiniones sobre el particular. DEI EGENOR y ELECTROPERÚ lo hicieron mediante comunicación remitida al OSINERG.

3.2 Prepublicación del Proyecto de Resolución

Con fecha 20 de agosto de 2003, en cumplimiento con el artículo 4º de la Ley 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas¹⁰, el OSINERG expidió la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 132-2003-OS/CD, conteniendo la “Prepublicación del Proyecto de Resolución que fija las compensaciones para el Sistema Secundario de Transmisión conformado por las líneas de transmisión Pachachaca – San Juan y Pachachaca – Purunhuasi, y las celdas en las subestaciones de Purunhuasi y Chavarría, solicitadas por la empresa EDEGEL S.A.A.”, (en adelante “PROYECTO DE RESOLUCIÓN”) y que así mismo se publicó en la página WEB del OSINERG junto con la información que la sustenta.

3.3 Opiniones y Sugerencias Respecto al Proyecto de Resolución

El 04 de septiembre de 2003 fue la fecha de cierre para que los interesados presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el PROYECTO.

El OSINERG ha recibido y analizado las sugerencias presentadas por las empresas ENERSUR, ETECEN y Electroandes S.A. (en adelante ELECTROANDES). El análisis de las mismas se ha incorporado en la redacción de los Anexos A, B y C del presente informe.

¹⁰ **Artículo. 4º. – Transparencia de la información.**- Las empresas prestadoras y las organizaciones representativas de usuarios, así como toda persona, tienen el derecho a acceder a los informes, estudios, dictámenes, modelos económicos y memorias anuales que constituyan el sustento de las Resoluciones que fijan los precios regulados, de conformidad con lo establecido en el artículo 2º, incisos 5) y 6) de la Constitución del Estado.²

Asimismo, el Organismo Regulador deberá prepublicar, en su página web institucional y en el diario oficial El Peruano, el Proyecto de la Resolución que fije la tarifa regulada y una relación de la información a que se refiere el párrafo anterior, con una antelación no menor a 15 días hábiles.

La Resolución que fija las tarifas reguladas, su exposición de motivos, así como toda Resolución que pudiera tener implicancia en dicho proceso, deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano, bajo sanción de nulidad.

4. Análisis de las Propuestas de las Empresas

El OSINERG ha evaluado las propuestas efectuadas por las empresas EDEGEL, ETECEN, ELECTROPERU, SAN GABAN, ENERSUR y DEI EGENOR, presentados al OSINERG como parte del proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones por el uso de las líneas y celdas de transmisión en los tramos Pachachaca-Purunhuasi y Pachachaca-San Juan así como de las celdas de línea en las subestaciones Purunhuasi y Chavarría, que pertenecen al SST de Sistema Mantaro-Lima, en el período comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 al 09 de abril de 2001.

A continuación se analiza cada una de las propuestas presentadas por las empresas concesionarias en este proceso tarifario.

4.1 Propuesta de EDEGEL

4.1.1 Resumen de su Propuesta

Con base en la Resolución N° 052-2003-OS/SD publicada el 11 de abril de 2003, en la cual se señala que *“las compensaciones correspondientes al período indicado pueden ser fijadas por el regulador en caso que algún agente interesado lo solicite”*, EDEGEL mediante comunicación GC-054-2003, recibida el 22 de abril 2003, solicita a OSINERG defina las compensaciones correspondientes al Sistema de Transmisión Mantaro-Lima para el período comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 y el 09 de abril de 2001, proponiendo se empleen los costos establecidos en la Resolución N° 004-2001-P/CTE y se realicen los pagos aplicando el Método de los Factores de Distribución Topológicos (en adelante “Método del Rastreo”).

Posteriormente, respondiendo al Oficio N° 127-2003-OSINERG-GART y ampliando su comunicación GC-054-2003, EDEGEL, mediante comunicación GC-072-2003, precisó la relación de activos de transmisión respecto de los cuales requería la fijación de la compensación correspondiente, haciendo

mención a la discrepancia que mantiene con ETECEN relacionada con el pago por el uso de las instalaciones que a continuación se señala:

- Líneas y celdas de transmisión de los tramos Pachachaca-Purunhuasi (L222-L223) y Pachachaca-San Juan (L205-L206)
- Celda en Purunhuasi (L716)
- Celdas en Chavarría (L2008-L2015)

En cuanto a su propuesta, se ratifica en que se empleen los costos de la Resolución N° 004-2001 P/CTE y el Método del Rastreo.

En la audiencia pública realizada el 27 de junio 2003, EDEGEL expuso que las centrales hidroeléctricas Yanango y Chimay, de su propiedad, entraron en operación comercial el 11 de febrero de 2000 y 28 de octubre de 2000 respectivamente, obligándose por ello a acordar compensaciones provisionales con ETECEN en razón que en esas fechas OSINERG no había fijado las compensaciones por el uso del sistema secundario de transmisión de ETECEN. En esta oportunidad nuevamente ratifica su propuesta que se emplee el Método del Rastreo y los costos de la Resolución 004-2001-P/CTE, mostrando el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3.2
COMPENSACIONES EN SST - 2003
PROPUESTA DE EDEGEL
(US\$)

Línea / Equipo	CI	ACI	COyM	Compensación	
				Anual	Mensual
Pachachaca – San Juan	19 118, 841	2 373,483	575,989	2 949,471	233,224
Pachachaca – Purunhuasi	14 041,123	1 743,116	423,800	2 166,916	171,345
Celda en Purunhuasi	1 064, 959	132,208	32,484	164,692	13,023
Celda en Chavarría	1 282, 097	159,164	39,534	198,698	15,712

EDEGEL concluyó su exposición en la Audiencia Pública, manifestando su aceptación de pagar las compensaciones que le corresponden en función al uso físico de las instalaciones mencionadas, debiendo liquidarse las diferencias entre lo pagado provisionalmente y el monto que se regule, incluyendo los intereses aplicables según la LCE..

4.1.2 Análisis del OSINERG

El marco legal vigente establece, por medio del Artículo 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹¹ (en adelante "LCE") que las compensaciones por el

¹¹ **Artículo 62°.-** Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

uso de las redes del SST deben ser reguladas por el OSINERG. Por su lado, el Artículo 139° del Reglamento¹² de dicha ley, en concordancia con la Definición 17° de la LCE¹³, establece el procedimiento a seguir para la fijación de dichas compensaciones para los casos en que una generación o una demanda está siendo abastecida por instalaciones exclusivas del SST. Así mismo, prevé las situaciones excepcionales que no se ajustan exactamente a ninguno de los dos casos anteriores, encargando al Regulador resolver las situaciones particulares que pudieran presentarse, indicando para estas únicamente las directrices que deben tomarse en cuenta para su determinación.

De acuerdo con los principios económicos, sobre los cuales se basa el sistema de precios contenido en el marco legal vigente, los costos de inversión más los de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación, así como de su sistema de transmisión asociado (el mismo que le permite evacuar su producción), son recuperados a través de los ingresos marginales de energía y potencia. Por tanto se encuentran incorporados de manera implícita en el procedimiento establecido para determinar los precios básicos de potencia y energía.

Por otro lado, el medio ideal por el cual se deberían recuperar los costos hundidos de las instalaciones de transmisión, consiste en asignar dichos costos de tal forma que los responsables por las compensaciones sean independientes de los cambios en la configuración de la red, siempre y cuando estos cambios o modificaciones no limiten el objetivo para cual fueron construidas. Esto tiene la ventaja de que evita la incertidumbre sobre los cargos de transmisión, ya que estos serían conocidos con certeza.

Dado que las compensaciones por LAS INSTALACIONES, para el periodo correspondiente al 23 de diciembre de 1999 y el 09 de abril de 2001, no han

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.

¹² **Artículo 139°.**- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

- a) El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:
- El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;
 - La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.
- b) Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, serán tratados de acuerdo con lo que determine la Comisión, sobre la base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

La Comisión podrá emitir disposiciones complementarias para la aplicación del presente artículo.

¹³ **17 SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN:** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

sido reguladas, corresponde que el OSINERG, en cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 62° de la LCE, fije las referidas compensaciones.

LAS INSTALACIONES forman parte del sistema de transmisión necesario para evacuar la energía producida por las centrales de generación hasta las barras del Sistema Principal de Transmisión, ubicadas en Lima. En efecto, estas instalaciones de transmisión han sido construidas como parte del denominado Sistema Mantero – Lima con el objeto de evacuar, en principio, la energía producida por la central hidroeléctrica conformado por el Complejo Mantaro Restitución. Posteriormente, estas instalaciones han servido, además, para evacuar la generación producida por las centrales hidroeléctricas de Chimay y Yanango, a partir de sus opuestas en operación comercial. Así mismo, con el desarrollo de la interconexión entre los subsistemas Centro Norte y Sur, a través de la línea de transmisión Mantaro – Socabaya, estas instalaciones han permitido que parte de la producción de las centrales de generación ubicadas en el sur del país alcance a los consumos ubicados en el centro y norte del país.

Con base en lo anterior y en el sistema de precios vigente establecido por la LCE y su Reglamento, corresponde que LAS INSTALACIONES sean asumidas por los titulares de las centrales de generación que usan físicamente estos activos de transmisión para entregar su energía producida.

Si bien la propuesta de EDEGEL no señala explícitamente la calificación de LAS INSTALACIONES, solicita que los pagos se efectúen utilizando el Método del Rastreo. Cabe desatacar, que el OSINERG, en otras oportunidades, ha dispuesto la utilización de esta metodología para la determinación de las compensaciones que los titulares de las centrales de generación deben pagar por el uso de aquellos activos de transmisión, que similarmente a LAS INSTALACIONES, son utilizadas para evacuar la producción de sus centrales. Por tanto, lo solicitado por EDEGEL con relación a este punto es procedente.

Con relación a los costos de inversión de LAS INSTALACIONES, los mismos han sido obtenidos utilizando los módulos estándar que dispone el OSINERG para cada uno de los componentes de las líneas de transmisión y equipos de las subestaciones de transformación.

4.2 Propuesta de ETECEN

4.2.1 Resumen de la Propuesta de ETECEN

Mediante Oficio N° G-391-2003/ETECEN, de fecha 26 de mayo de 2003, ETECEN expresa su oposición a que el OSINERG regule en forma retroactiva las compensaciones por el uso de LAS INSTALACIONES para el período comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 y el 09 de abril de 2001.

Sustenta su posición en el sentido que, si bien es cierto que a partir del año 1999, fecha de modificación del Artículo 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁴ (en adelante “LCE”) por la Ley N° 27239, se dispuso que la

¹⁴ **Artículo 62°.**- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG) regularía las compensaciones por el uso de los sistemas secundarios de transmisión, ello no significa que dicha regulación tenga efectos retroactivos a la fecha en que se emita, dado que la misma tiene carácter normativo.

Señala asimismo, que de acuerdo con lo establecido en la Constitución Política de 1993, las normas surten efecto a partir del día siguiente de su publicación, no teniendo ninguna disposición normativa, efectos retroactivos salvo en materia penal, cuando favorece al reo. Agrega que, por ello, cualquier disposición que emita OSINERG respecto del tema, sólo surtirá efecto a partir de la fecha de su publicación. Admitir lo contrario, evidentemente constituiría una trasgresión directa a lo establecido en la norma constitucional.

Luego de la realización de la audiencia pública de fecha 27 de junio de 2003, ETECEN remitió al OSINERG el Oficio N° 518-G-2003/ETECEN, reiterando su discrepancia con la emisión de normatividad sobre el particular por considerar que la misma no puede tener efectos retroactivos. En dicho documento, ETECEN señala que *“(...) corresponde a los privados, en uso de su autonomía de la voluntad establecer de manera conjunta los montos por pagos de compensaciones hasta que el ente llamado por ley emita la regulación correspondiente, la misma que evidentemente prevalecerá sobre cualquier acuerdo a partir de su vigencia, tal como ocurrió en el caso específico de ETECEN y EDEGEL, quienes suscribieron un acuerdo por el pago de las compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión Mantaro – Lima, con ocasión del inicio de operaciones de las Centrales Hidroeléctricas de Yanango y Chimay desde el 11 de febrero del año 2002”*.

Asimismo señala que, *“(...) en el negado caso en que OSINERG decidiera emitir una regulación por periodo anterior a la vigencia de la Resolución N° 004-2001 P/CTE, se debe tener en cuenta que los criterios a utilizar en dicha regulación son distintos a los empleados para normar las compensaciones por el periodo comprendido a partir del 10 de abril de 2001, conforme se reconoce en la parte analítica de la Resolución de Consejo Directivo N° 052-2003-OS/CD, de fecha 02 de abril del presente año, al referirse a la imposibilidad de aplicación retroactiva de la Resolución N° 004-2001 P/CTE”*.

A efectos de complementar lo anterior, agrega ETECEN, que para el periodo comprendido entre el 01 de setiembre de 1996 y el 09 de abril de 2001, se estableció mediante D.S. N° 070-2002-EF, el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión eléctrica que la empresa ELECTROPERÚ utiliza para evacuar la energía eléctrica del Complejo Eléctrico Mantaro, que son las mismas que utiliza EDEGEL y ELECTROANDES, en la suma de US\$ 210 000 000, planteando que el OSINERG respete y recoja, entre otros aspectos, dicho Valor Nuevo de Reemplazo. Lo contrario, según ETECEN,

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.

“(...) significaría ir en contra de una disposición normativa de rango superior e implicaría un trato discriminatorio entre los usuarios del Sistema Secundario de Transmisión Mantaro-Lima, por cuanto, implicaría el uso de un Valor Nuevo de Reemplazo distinto para ELECTROPERÚ que para los otros usuarios del sistema, vale decir, EDEGEL y ELECTROANDES”.

Finalmente, señala que los factores referidos al porcentaje de uso de LAS INSTALACIONES deben ser fijados teniendo en cuenta el criterio de la potencia inyectada por sobre el de energía, proponiendo que los mismos sean determinados por el Comité de Operación Económica del Sistema (en adelante “COES”).

4.2.2 Análisis del OSINERG

De acuerdo con el análisis legal se considera factible que el OSINERG fije las compensaciones por el periodo solicitado por EDEGEL, teniendo en cuenta que ello no implica una aplicación retroactiva de las disposiciones.

En efecto, no puede existir retroactividad por cuanto el OSINERG no es que establece el derecho de ETECEN a cobrar una compensación de los titulares de generación, sino que tal situación ya está consignada desde el momento en que la LCE establece que el titular de un sistema de transmisión tiene el derecho a cobrar una compensación por el uso que efectúan terceros.

Por otro lado, con relación a la aplicación de la Resolución Suprema N° 070-2002-EF, corresponde a un asunto que es abordado en el análisis de la propuesta de ELECTROPERÚ.

Finalmente, al igual que en casos similares al de LAS INSTALACIONES, el criterio y metodología para determinar las responsabilidades en el reparto de la compensación corresponde al Método del Rastreo, el mismo que hasta la fecha no ha sido cuestionado por alguno de los agentes en relación a su potencialidad para determinar los factores de asignación entre los titulares de generación. Así mismo, con el objeto de reflejar el uso físico de LAS INSTALACIONES es preferible utilizar la energía, por ejemplo de cada 15 minutos, en lugar de utilizar la potencia como único valor de decisión. El uso físico se refleja a lo largo de todo el tiempo y no puntualmente como induce la utilización de la potencia. Por lo expresado, la propuesta de ETECEN para usar el criterio de la potencia inyectada resulta inadecuada.

4.3 Propuesta de ELECTROPERÚ

4.3.1 Resumen de la Propuesta de ELECTROPERÚ

Mediante comunicación G-435-2003 del 22 de mayo de 2003, ELECTROPERU hace de conocimiento el acuerdo adoptado por su Directorio en su sesión N° 1119 del 24 de abril de 2002, el mismo que se transcribe a continuación:

“Dar cumplimiento a la decisión de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) contenida en el acuerdo COPRI de fecha 2002.02.13, comunicado a ELECTROPERU S.A. mediante el oficio N° 1209/2002/DE/COPRI de fecha 2002.04.05, del cual, el Directorio

de la empresa tomó conocimiento en su sesión N° 1117 de fecha 2002.04.17, estableciendo con carácter definitivo, el monto referencial pactado en el acta de acuerdo de transferencia de fecha 25 de julio de 1996, como Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión eléctrica que ELECTROPERU S.A. utiliza para evacuar la energía generada por el Complejo Mantaro, el mismo que asciende a US \$ 210 000 000,00 (doscientos diez millones de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica) por el período comprendido entre el 1 de septiembre de 1999 y la fecha de vigencia de Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 004-2001 P/CTE”.

Asimismo, ELECTROPERU, quien no asistió a la audiencia pública convocada, manifestó con comunicación C-613-2003 del 26 de junio de 2003, su reiteración a los argumentos señalados en el acuerdo de Directorio transcrito, con el fin de que se tuvieran en cuenta en la mencionada audiencia pública.

4.3.2 Análisis del OSINERG

Con relación a la propuesta de ELECTROPERÚ es necesario señalar que los acuerdos señalados en el acuerdo adoptado por el Directorio de ELECTROPERÚ, se derivan de un acuerdo privado entre ELECTROPERÚ y ETECEN, que quedó establecido, en un principio, en el Acta de fecha 25 de julio de 1996 y que, finalmente, fue solucionado con carácter definitivo para las partes, con lo dispuesto en la Resolución Suprema N° 070-2002-EF.

A pesar de que se trata de un acuerdo privado, es conveniente dejar establecido que la Resolución Suprema N° 070-2002-EF, hace mención a un VNR de las instalaciones transferidas a ETECEN, que asciende a US\$ 210 000 000. Al respecto debe aclararse que dicho valor de ninguna manera está referido al VNR a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 76° y 77°), por cuanto este último sólo puede ser fijado por la entidad reguladora.

En tal sentido, el OSINERG, a efectos de determinar las compensaciones correspondientes al SST de ETECEN, cuya regulación ha solicitado EDEGEL, tomará en cuenta el Costo Medio anual de las mismas, fijado conforme al mandato expreso del artículo 139° del Reglamento de la LCE, que precisa el procedimiento a seguir, a que se refiere la última parte del artículo 62° de la LCE. Si, como resultado de tal determinación, resultara que alguna empresa (por ejemplo, ELECTROPERU), que mantenga acuerdos privados con ETECEN, con anterioridad a la expedición de la Ley N° 27239 (23 de diciembre de 1999) que modificó el citado artículo 62° de la LCE, respecto a compensaciones que deba pagar a ETECEN, entonces podrá exponer la validez de tal acuerdo compensatorio ante la contraparte contratante.

En conclusión, el OSINERG considera que las disposiciones contenidas en la Resolución Suprema N° 070-2002-EF, en modo alguno obligan al regulador a fijar las compensaciones por LAS INSTALACIONES, sobre la base del VNR pactado en dicha resolución.

4.4 Propuesta de SAN GABÁN

4.4.1 Resumen de la Propuesta de SAN GABÁN

A través de la comunicación EGESG N° 613-2003-GC, SAN GABAN sometió a consideración de OSINERG su propuesta respecto a la metodología que debe ser utilizada para fijar las compensaciones de LAS INSTALACIONES. Al respecto, propone la siguiente metodología que, según señala, garantiza una justa asignación de costos:

“(…)

- *El criterio básico e inicial que debería tomarse en cuenta para asignar la compensación a la demanda y/o la generación, debería ser el “beneficio económico” que las instalaciones de transmisión proporciona a la demanda y/o generación.*
- *Una vez definido lo anterior, para identificar la parte correspondiente a los titulares de las empresas de generación debería utilizarse el “método del rastreo”.*

4.4.2 Análisis del OSINERG

Antes que todo, se debe precisar que la propuesta de SAN GABÁN está orientada únicamente a la metodología de distribución de responsabilidades de la compensación. Su propuesta no se pronuncia sobre la valorización de LAS INSTALACIONES.

Como ha venido sosteniendo el OSINERG, en múltiples oportunidades, la utilización del método del Beneficio Económico, que solicita SAN GABAN sea utilizado por el OSINERG, es útil cuando se requiere determinar cuál es el porcentaje de pago que deben efectuar los consumidores y los titulares de generación por una misma instalación, entendiéndose que la responsabilidad no puede ser asignada en un 100% a la generación o a la demanda. En otras palabras, lo planteado por SAN GABAN está orientado al tratamiento que se le dan a los casos excepcionales de Generación / Demanda, en los cuales no es posible establecer e identificar que se trata de instalaciones que deban ser remuneradas únicamente por la generación o por la demanda.

Tal como se ha señalado anteriormente, LAS INSTALACIONES han sido construidas para evacuar la generación producida por el complejo Mantaro- Restitución hacia las barras del Sistema Principal de Lima. Posteriormente, dichas instalaciones han permitido evacuar la energía proveniente de las C.H. Yanango y Chimay y de otras localizadas en el sur del país. En la actualidad, dichas instalaciones sirven de forma exclusiva a las empresas de generación que inyectan su energía en las barras correspondientes al referido SST, permitiendo a las centrales de generación transferir su energía hasta la barras del SPT de Lima.

Finalmente se debe señalar, que los principios que ha utilizado el OSINERG para el establecimiento de las compensaciones de LAS INSTALACIONES son consistentes con los utilizados por éste organismo regulador para el

establecimiento de las respectivas compensaciones en los Sistemas Secundarios de Transmisión.

En consecuencia, no es posible sostener la regulación utilizando los criterios expuestos por SAN GABAN.

4.5 Propuesta de ENERSUR

4.5.1 Resumen de la Propuesta de ENERSUR

ENERSUR mediante la comunicación N° ENR/146-2003 del 26 de mayo de 2003, alcanza su propuesta de compensaciones por el uso de LAS INSTALACIONES como se resume a continuación:

- ENERSUR no debe ser incluido en las compensaciones que OSINERG pueda establecer por LAS INSTALACIONES para el período entre el 23 de diciembre de 1999 y el 09 de abril de 2001.
- Las compensaciones asociadas al SST Mantaro-Lima deberían ser asignadas en función al método del rastreo aplicado a la demanda.

Como sustento señala que los sistemas de transmisión han venido y vienen cambiando continuamente, especialmente, en el caso específico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"), debido a la interconexión nacional (Mantaro-Socabaya) que se dio en octubre de 2000; es decir, dentro del período al que se hace referencia en la propuesta de EDEGEL, por lo que se debe tener especial cuidado al analizar las instalaciones y su régimen de operación.

Señala además, que al existir acuerdos entre EDEGEL y ETECEN respecto al pago de las instalaciones por el uso de LAS INSTALACIONES, no puede incluirse en los efectos derivados de tales acuerdos a terceros, al pretender establecer una compensación que por su naturaleza le correspondía íntegramente a EDEGEL, lo cual se puede deducir del régimen de operación de dicho sistema secundario y de la existencia de acuerdos previos de compensaciones que excluían a los demás agentes.

Por otro lado, señala que cuando el COES toma la decisión de operar una determinada planta, busca la operación del SEIN a mínimo costo; sin embargo, en su análisis no interviene los costos por los sistemas de transmisión que son pagados por los generadores en función a su producción, percibiéndose como consecuencia, una señal equivocada que incentiva a evitar ser la unidad marginal de generación debido a que se incurre en el sobrecosto descrito y por ende en pérdidas que distorsionan la correcta operación del sistema.

Sugiere ENERSUR, que una manera de reconocer los costos incurridos por los agentes generadores por estos costos variables forzados, sería incluir dicho sobrecosto dentro de los costos de operación de las unidades del SEIN; a fin de trasladar su pago a la demanda. Sin embargo, señala ENERSUR, que la reglamentación vigente y los procedimientos bajo los cuales opera el COES no permitirían incluir dicho cargo dentro de los costos variables.

Finalmente plantea que una alternativa de solución es aplicar el Método de Rastreo para asignar los cargos por transmisión a la demanda, con lo cual se distribuiría equitativamente a la demanda, la compensación por el uso de LAS INSTALACIONES.

4.5.2 Análisis del OSINERG

Con relación a la propuesta de ENERSUR de no ser incluida en las compensaciones que pueda establecerse, es menester señalar que para la distribución de responsabilidades se recurre al uso físico de la misma. Dado que el uso físico es una característica que no es posible determinar a priori, corresponderá al COES o al propio concesionario determinar el reparto sobre la manera en que se ha utilizado la red por los diferentes usuarios, entre los cuales podría estar ENERSUR.

Al respecto, se debe precisar que, si bien LAS INSTALACIONES fueron construidas para evacuar la generación de las centrales ubicadas en esa zona hacia la barra Lima, se debe tener en cuenta que el uso de las instalaciones de los SST, en el espíritu de la ley, debería ser una manifestación del beneficio percibido por aquellos que las usan y de ser así no existiría mayores complicaciones en la asignación de las responsabilidades por su uso. Ocurre, sin embargo, que debido a su propia naturaleza los flujos en las redes no pueden ser controlados de manera individual por los usuarios sino que se distribuyen obedeciendo a las leyes físicas. Debido a esto aparecen situaciones en las cuales existen generadores que resultan usando partes de la red que voluntariamente no hubieran querido utilizar y sienten que se les está haciendo responsables por un beneficio que no solicitaron. Sin embargo, esto no necesariamente corresponde a una situación injusta por cuanto en realidad se está pagando por un servicio que aunque no fue pedido, está presente en la forma de una mayor seguridad en el sistema.

A este respecto, la posición de ENERSUR, referente a que no se le incluya en la determinación de las responsabilidades de la compensación, no es concordante con lo dispuesto por el Artículo 39° de la LCE, el mismo que señala que los titulares de las centrales de generación y transmisión deben coordinar su operación, garantizando la seguridad del abastecimiento y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. No resulta admisible, por tanto, la pretensión de ENERSUR de excluirse en la distribución de responsabilidades del pago de la compensación, para de esta manera evitar el pago de compensaciones que la Ley ordena por el uso del SST, en caso la metodología de distribución de responsabilidades establecida, así lo determine.

Por otro lado, con relación a que la unidad marginal no recuperaría los pagos efectuados por las compensaciones de transmisión se debe precisar que de acuerdo con los principios económicos, sobre los cuales se basa el sistema de precios contenido en el marco legal vigente, los costos de inversión más los de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión y generación, en virtud que forman parte de un proyecto integral de generación, son recuperados a través de los ingresos marginales de energía y potencia. En este sentido, dichos costos se toman en cuenta al momento de decidir la inversión en una central de generación y por tanto se encuentran incorporados de manera indirecta en el procedimiento establecido para

determinar los precios básicos de potencia y energía; por lo tanto, traspasar los costos de la transmisión exclusivos de la generación, como cargos adicionales a la demanda, tal como lo sugiere ENERSUR con la aplicación del Método de Rastreo a la demanda, representaría un perjuicio sobre los consumidores finales, el mismo que va en contra de los principios contenidos en la LCE.

4.6 Propuesta de DEI EGENOR

4.6.1 Resumen de la Propuesta de DEI EGENOR

DEI EGENOR, con comunicación CS-291-2003 manifestó que no le corresponde el pago de compensación alguna por cuanto LAS INSTALACIONES no han sido utilizadas por dicha empresa en el periodo a regular.

4.6.2 Análisis del OSINERG

DEI EGENOR no puede establecer a priori que no ha hecho uso de LAS INSTALACIONES por cuanto del análisis de los flujo de energía se deberá determinar si efectivamente ha utilizado o no las referidas instalaciones.

5. Determinación del SEA y Costos de Inversión

A raíz del análisis que se indica, se ha elaborado esta sección que contiene el resultado de los estudios realizados, en la que el OSINERG establece los valores finales de compensaciones por las instalaciones solicitadas por EDEGEL, los mismos que se encuentran dentro de los márgenes que se señalan en la Ley.

Se aprecia que en ninguna de las propuestas presentadas hay valores y/o cálculos que ameriten una revisión por parte del OSINERG, a excepción de EDEGEL que en su presentación de la audiencia pública, propone valores, cuyo análisis se presenta más adelante. Sin embargo, las propuestas están orientadas fundamentalmente al procedimiento de distribución de responsabilidades o a aspectos legales, sobre la realización del proceso regulatorio.

5.1 Determinación del SEA correspondiente

Para la determinación del SEA se ha considerado la evaluación conjunta de todo el Sistema de Transmisión Mantaro – Lima. El SEA resultante prácticamente corresponde a todas las instalaciones existentes. La Subestación Pachachaca ha sido valorizada como una Subestación exterior en anillo (en realidad existe una configuración en anillo encapsulada).

Así mismo, se ha considerado que las subestaciones de Pachachaca y Pomacocha de ETECEN constituyen una sola subestación (Pachachaca). En realidad las dos subestaciones se encuentran muy cerca una de la otra y no existe una razón técnica que justifique su separación.

La exclusión de la Subestación Pomacocha requiere que las líneas que llegaban a esta subestación sean reconocidas llegando a la Subestación Pachachaca. (LT 201-202, LT 205-206), para lo cual se ha adicionado tres kilómetros en cada una de las líneas de doble terna que llegan a Pomacocha. En esta configuración la LT 226 puede ser omitida, lo cual significa un ahorro

de dos celdas de línea (en Pachachaca y Pomacocha respectivamente), el ahorro en las estructuras y conductor de la línea es compensado con la extensión de las otras líneas hacia la subestación Pachachaca.

5.2 Determinación de los Costos de Inversión

Para la determinación del costo de inversión se utilizaron módulos estandarizados existentes de líneas de transmisión, celdas de línea, de acoplamiento, de transformadores, etc., los mismos que corresponden a un estudio realizado por el OSINERG..

La valorización de las celdas se realiza agregando a los costos directos un prorrateo de los costos comunes, servicios auxiliares y celdas de acoplamiento de barras en proporción a los costos básicos de cada celda que compone la subestación eléctrica.

Los costos comunes están compuestos por: sistema de control y comunicaciones, puesta a tierra profunda, instalaciones exteriores, obras civiles en edificio de control, obras civiles generales, costos directos varios, costo del terreno, ingeniería y supervisión, gastos administrativos, gastos financieros, gastos generales y utilidades.

La valorización de módulos de los costos de inversión indicados, corresponden a marzo de 2001, por lo que para ser expresados al mes de diciembre de 1999, se ha utilizado la siguiente relación:

$$CI = CI_0 * FACI$$

$$FACI = a * FTC * FTA + b * FPM$$

$$FTC = TC / TC_0$$

$$FTA = (1 + TA) / (1 + TA_0)$$

$$FPM = IPM / IPM_0$$

Donde:

CI	Costos de inversión a diciembre de 1999
CI ₀	Costos de inversión a marzo de 2001
FACI	Factor de conversión del costo medio
FTC	Factor de conversión debido a la variación del tipo de cambio
FTA	Factor de conversión debido a la variación de la tasa arancelaria
FTA	Factor de conversión debido a la variación del índice de precios al por mayor
TC ₀ , TC	Tasa de cambio disponible en marzo 2001 y diciembre 1999 respectivamente
TA ₀ , TA	Tasa arancelaria disponible en marzo 2001 y diciembre 1999 respectivamente

IPM₀, IPM Índice de precios al por mayor disponible en marzo 2001 y diciembre 1999 respectivamente

a Proporción del costo de inversión de procedencia extranjera

b Proporción del costo de inversión de procedencia nacional

Los valores de los factores disponibles en los meses de Marzo 2001 y Diciembre 1999, corresponden a los publicados el último día hábil de febrero de 2001 y noviembre de 2001 respectivamente, los que se indican en el Cuadro N° 3.4.

Cuadro N° 3.4
FACTORES DE ACTUALIZACIÓN

Fecha	Mar-2001	Dic-1999
TC	3,524	3,490
TA	0,12	0,120
IPM	155,812927	148,922699
A	0,5493	
B	0,4507	
FACI	0,9748	

Finalmente, se ha determinado que el costo de inversión expresado al mes de diciembre de 1999, para LAS INSTALACIONES, asciende a S/. 121 969 766, tal como se muestra en el detalle del Cuadro N° 3.5

Cuadro N° 3.5
COSTO MEDIO DE INVERSIÓN

INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	COSTOS DE INVERSIÓN (US\$)	COSTOS DE INVERSIÓN (S/.)
Pachachaca – San Juan	18 818 028	65 674 917
Pachachaca – Purunhuasi	13 820 202	48 232 504
Celda en Purunhuasi	1 048 203	3 658 228
Celda en Chavarría	1 261 925	4 404 117
Total	34 948 358	121 969 766

5.3 Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento

En vista de que no se han presentado propuestas sobre el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM), el OSINERG considera que el COyM

estándar de las instalaciones de transmisión puede determinarse como un porcentaje de los montos de inversión. Por este motivo, para el presente caso se ha optado por determinar que los costos de operación y mantenimiento sea sobre la base de una regla simple, que se deriva del hallazgo encontrado para las empresas de transmisión que actualmente operan en el sector. Este COyM anual se ubica alrededor del 3% de los costos de inversión de líneas y subestaciones.

Acorde con los valores indicados, el COyM asignable a LAS INSTALACIONES, asciende a S/. 3 681 740, tal como se describe en el Cuadro N° 3.6:

Cuadro N° 3.6
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

INSTALACIONES DE TRANSMISION	COyM (US\$)	COyM (S/.)
Pachachaca – San Juan	566 926	1 978 572
Pachachaca – Purunhuasi	417 132	1 455 789
Celda en Purunhuasi	31 972	111 583
Celda en Chavarría	38 910	135 796
Total	1 054 940	3 681 740

5.4 Determinación de las Compensaciones

El Costo total de transmisión está dado por la suma de la anualidad del costo de inversión más los costos anuales de operación y mantenimiento.

La compensación correspondiente a LAS INSTALACIONES, expresados a diciembre de 1999, asciende a 1 488 437 Nuevos Soles mensuales. Para el cálculo de la anualidad y mensualidades se ha considerado una tasa de actualización de 12% anual y un periodo de 30 años. El Cuadro N° 3.7 muestra lo indicado.

Cuadro N° 3.7
COMPENSACIONES MENSUALES

Línea / Equipo	Costo Inversión (S/.)	Anualidad C. Inversión (S/.)	COyM (S/.)	Compensación (S/.)	
				Anual	Mensual
Pachachaca - San Juan	65 674 917	8 153 124	1 978 572	10 131 696	801 146
Pachachaca - Purunhuasi	48 232 504	5 987 759	1 455 789	7 443 548	588 586
Celda en Purunhuasi	3 658 228	454 146	111 583	565 729	44 734
Celda en Chavarría	4 404 117	546 743	135 796	682 539	53 971
Total	121 969 766	15 141 773	3 681 740	18 823 512	1 488 437

5.4.1 Asignación de responsabilidad del pago de las compensaciones

La compensación mensual indicada en el numeral anterior, deberá ser pagada por los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en función del uso físico. Para tal fin se utilizará el método de los “Factores de Distribución Topológicos” que se describe en el documento de Janusz Bialek “Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access” publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por ETECEN S.A. utilizando la información correspondiente al mes anterior.

5.4.2 Fórmula de Actualización

Para determinar las compensaciones mensuales en los meses comprendidos entre el periodo de 23 de diciembre de 1999 y 09 de abril de 2001, se deberá actualizar mensualmente el valor de la compensación determinada para el mes de diciembre de 1999.

La formula de actualización corresponde a la utilización de las siguientes relaciones:

$$CM_1 = CM_0 * FACM$$

$$FACM = a * FTC * FTA + b * FPM$$

$$FTC = TC / TC_0$$

$$FTA = (1 + TA) / (1 + TA_0)$$

$$FPM = IPM / IPM_0$$

FACM : Factor de Actualización de la Compensación Mensual.

CM₀ : Compensación mensual publicado en la resolución que fija las Tarifas y Compensaciones para los SST, en Nuevos Soles S/.

CM₁ : Valor actualizado de la compensación mensual, en Nuevos Soles S/.

FTC : Factor por variación del tipo de cambio.

FPM : Factor por variación de los precios al por mayor.

TC : Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por el valor promedio para cobertura de importaciones (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC₀ : Tasa de cambio inicial igual a 3,490 S/. /US\$.

- TA : Tasa arancelaria vigente para la importación del equipo electromecánico de transmisión
- TA₀ : Tasa arancelaria inicial igual al 12%
- IPM : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM₀ : Índice de precios al por mayor inicial igual a 148,922699.
- a : 0,5493
- b : 0,4507

6. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis efectuado en el presente informe, se concluye en lo siguiente:

- (a) Se recomienda fijar la compensación mensual por el uso de las líneas y celdas de transmisión en los tramos Pachachaca-Purunhuasi y Pachachaca-San Juan así como de las celdas de línea en las subestaciones Purunhuasi y Chavarría, que pertenecen al SST del Sistema Mantaro-Lima, con los valores siguientes:

Línea / Equipo	Compensación Mensual (S/.)
Pachachaca - San Juan	801 146
Pachachaca - Purunhuasi	588 586
Celda en Purunhuasi	44 734
Celda en Chavarría	53 971
Total	1 488 437

- (b) La compensación mensual indicada en el literal a) corresponde al mes de diciembre de 1999 y se recomienda ser actualizada empleando las relaciones señaladas en la Sección 5.4.2.
- (c) La compensación mensual indicada en el literal a), corresponde ser pagada por los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en función del uso físico. Para tal fin se recomienda utilizar el Método del Rastreo.

7. Anexos

Anexo A

Análisis de las Opiniones y Sugerencias presentadas por ENERSUR

Análisis de las Opiniones y Sugerencias presentadas por ENERSUR

En este anexo se describe el análisis efectuado por el OSINERG a las opiniones y sugerencias al PROYECTO DE RESOLUCIÓN, presentadas por ENERSUR mediante comunicación N° ENR/243-2003 recibida el 26 de agosto de 2003.

A.1 Resumen de las Opiniones y Sugerencias

ENERSUR, cita determinados párrafos del PROYECTO DE RESOLUCIÓN, para concluir que el OSINERG *“debe establecer y regular las compensaciones por el uso de todas aquellas instalaciones del sistema secundario de transmisión a partir del 23 de diciembre de 1999”*.

Por otro lado, ENERSUR menciona que el OSINERG ha analizado parcialmente la propuesta de ENERSUR, alcanzada mediante carta ENR/146-2003 del 26 de mayo de 2003, al no pronunciarse sobre uno de sus argumentos esgrimidos, relacionado con la tesis del OSINERG para desestimar la compensación solicitada por ENERSUR retroactivamente por el uso de su SST, como se señala en la Resolución OSINERG N° 1415-2002-OS/CD.

Agrega que en aquella oportunidad (año 2002), se le aplicó un criterio totalmente contrario al utilizado por OSINERG en el PROYECTO DE RESOLUCION, toda vez que en ésta concluye en regular las compensaciones de partir del 23 de diciembre de 1999, mientras que para el caso de ENERSUR concluye con la imposibilidad de determinar la compensación al 01 de mayo de 2001

Finalmente, señala que esta disparidad de criterios resulta ser contraria a cualquier intento de salvaguardar los derechos de los administrados o de brindarles seguridad jurídica y, que en aras de mantener la igualdad de trato entre los administrados, ENERSUR podría solicitar que se regule la compensación por el uso de sus SST desde el momento de su ingreso en operación comercial, el 28 de enero de 2000

A.2 Análisis del OSINERG

El objeto de la prepublicación del PROYECTO DE RESOLUCIÓN que fija las compensaciones correspondientes para LAS INSTALACIONES por el periodo comprendido entre el 23 de diciembre de 1999 y el 9 de abril de 2001, fue que los interesados que lo deseen presentasen comentarios y sugerencias sobre el mismo, de modo tal, que la resolución definitiva se enriquezca con ellos, siempre y cuando el regulador los encuentre pertinentes.

Del análisis de las opiniones presentadas por ENERSUR, se puede constatar que ésta no contiene opinión o sugerencia alguna a lo dispuesto en el PROYECTO DE RESOLUCIÓN, sino que aprovecha de él para solicitar una respuesta al porqué, en oportunidad anterior, el OSINERG no aceptó para su

caso la aplicación retroactiva de las compensaciones que estima le corresponden.

La posición de ENERSUR escapa entonces al objeto del PROYECTO DE RESOLUCIÓN señalado, puesto que pretende que, dentro del proceso de regulación de compensaciones por LAS INSTALACIONES, se resuelva un asunto de su particular interés que no es parte de dicho proceso.

Cabe resumir el antecedente de regulación del SST de ENERSUR. ENERSUR solicitó, mediante carta ENR/005-2002 de 09 de enero de 2002, se fijen las tarifas correspondientes a su SST, con fecha de vigencia anticipada a partir del 01 de mayo de 2001. EL OSINERG, luego del análisis técnico legal, fijó las tarifas y compensaciones correspondientes con vigencia a partir del 01 de agosto de 2002, mediante Resolución OSINERG N° 1415-2002-OS/CD, contra la cual ENERSUR presentó recurso de reconsideración, el cual fue resuelto mediante Resolución 1437-2002-OS/CD, en la que se declaró infundado el extremo referido a dicho pedido.

Del antecedente citado, se puede verificar que el OSINERG procedió a analizar el pedido de ENERSUR, en su oportunidad, y que luego del análisis respectivo decidió no fijar las compensaciones a partir de la fecha solicitada por ENERSUR.

A.3 Conclusión

Por lo expuesto, se recomienda no tomar en consideración las opiniones de ENERSUR para los efectos del PROYECTO DE RESOLUCIÓN, dado que el presente proceso regulatorio persigue un fin distinto a su solicitud.

Anexo B

Análisis de las Opiniones y Sugerencias presentadas por ETECEN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias presentadas por ETECEN

En este anexo se describe el análisis efectuado por el OSINERG a las opiniones y sugerencias al PROYECTO DE RESOLUCION, presentadas por ETECEN mediante comunicación N° G-625-2003/ETECEN del 04 de septiembre de 2003.

B.1 Resumen de las Opiniones y Sugerencias

ETECEN considera que EL PROYETO DE RESOLUCION transgrede los Artículos 103° y 109° de la Constitución Política del Perú, respecto a la irretroactividad de las normas, toda vez que este principio, afirma, sí alcanza a las regulaciones que se aplican a las compensaciones de los sistemas secundarios de transmisión eléctricos por cuanto tienen naturaleza normativa. Agrega que la eficacia anticipada invocada por OSINERG resulta inapropiada. Admite que existe obligación por el período regulado sin que ello signifique el poder emitir una regulación con efectos retroactivos. A la vigencia de la Resolución N° 004-2001-P/CTE.

Asimismo, indica que corresponde a los privados, en uso de su autonomía de voluntad y de acuerdo al Artículo 62° de la Constitución Política del Perú, establecer de manera conjunta los montos por el pago de las compensaciones hasta que el ente competente emita la regulación correspondiente que prevalecerá sobre cualquier acuerdo a partir de su vigencia, como en el caso de ETECEN y EDEGEL¹⁵. Agrega que la demora en la reacción de la administración no debe significar un perjuicio para los particulares por lo que es evidente que la celebración de los acuerdos para fijar las compensaciones es justificada. Señala que la emisión de una regulación luego de casi tres años, como consecuencia de la inacción de la administración y sobre un período en el que se han cerrado operaciones comerciales celebradas, resulta aún más perjudicial para los particulares.

Finalmente, ETECEN manifiesta su desacuerdo con la posición del OSINERG sobre el VNR par el período 01 de septiembre de 1996 y el 09 de abril de 2001 establecido mediante Decreto Supremo 070-2002-EF, al no corresponder a lo dispuesto en los Artículos 76° y 77° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Señala que dicha posición además de ir en contra de una disposición normativa de rango superior, implica un trato discriminatorio entre los usuarios del sistema secundario de transmisión Mantaro – Lima, por cuanto significa el uso del VNR distinto para ELECTROPERU (fijado por el decreto supremo), que para los otros usuarios del sistema.

¹⁵ Acuerdo por el pago de compensaciones por el uso del Sistema Mantaro – Lima, con ocasión del inicio de operaciones de las centrales hidroeléctricas de Yanango y Chimay desde el 11 de febrero de 2000.

B.2 Análisis del OSINERG

Después de leer el documento de observaciones, se observa que los argumentos expuestos por ETECEN, son los mismos que formulara anteriormente, como su propuesta, mediante comunicaciones N° G-391-2003/ETECEN y N° 518-G-2003/ETECEN, y que expuso en la Audiencia Pública realizada el pasado 27 de junio de 2003.

El análisis de dichos argumentos fueron publicados como referencia del PROYECTO DE RESOLUCION, y están contenidos en los numerales N° 4.2.2 y 4.3.2 del presente informe.

Anexo C

Análisis de las Opiniones y Sugerencias presentadas por ELECTROANDES

Análisis de las Opiniones y Sugerencias presentadas por ELECTROANDES

En este anexo se describe el análisis efectuado por el OSINERG a las opiniones y sugerencias al PROYECTO DE RESOLUCIÓN, presentadas por ELECTROANDES mediante comunicación GECE-339-2003 del 03 de septiembre de 2003.

C.1 Resumen de las Opiniones y Sugerencias

Electroandes ha efectuado las siguientes observaciones al PROYECTO DE RESOLUCIÓN:

1. Señala que el OSINERG fija las compensaciones mediante resoluciones administrativas que forman parte del ordenamiento legal, siendo así que ya ha fijado, para LAS INSTALACIONES, la Resolución N° 004-2001 P/CTE, precisando, posteriormente con la Resolución OSINERG N° 053-2003-OS/CD la fecha 10 de abril de 2001 como la fecha de vigencia de dicha Resolución. Continúa afirmando que el OSINERG pretende retrotraer dicha vigencia a un período anterior, no obstante reconocer que dicha resolución es irretroactiva por mandato constitucional.
2. Menciona que no es función del Consejo Directivo del OSINERG resolver una controversia respecto a las compensaciones que pudieran corresponder a un período anterior a la fecha de vigencia de la Resolución N° 004-2001 P/CTE, sino que le corresponde al Tribunal de Solución de Controversias del mismo organismo, a pesar de que el proyecto niega la existencia de tal, siendo conocedor de la abierta discrepancia entre ETECEN, ELECTROPERU y EDEGEL sobre el tema.
3. Manifiesta que el PROYECTO DE RESOLUCIÓN confunde la facultad reguladora con la de solución de controversias, contraviniendo el Reglamento General de OSINERG, por cuanto el CONSEJO Directivo pretende fijar compensaciones bajo el criterio de *“...determinar que el estado anterior a la resolución del OSINERG era el de una deuda legalmente establecida e isoluta (...) y que las obligaciones deben ser cumplidas por el deudor desde que el crédito es exigible”*, lo que en todo caso debe ser invocado por el Tribunal de Solución de Controversias.
4. ELECTROANDES manifiesta que, sin perjuicio de los señalado anteriormente, lo siguiente:
 - 4.1 Citando párrafos del PROYECTO DE RESOLUCION, solicita, se tenga en cuenta que la legislación para fijar las compensaciones fue completada recién con la modificación del Reglamento de la LCE, mediante el Decreto Supremo 017-2000-EM. Hasta entonces, señala, el OSINERG estaba carente de instrumentos legales para fijar compensaciones, a pesar de ser competente para ello. Finaliza este sustento indicando que, como el Decreto Supremo citado recién entró en vigencia el 19 de septiembre de 2000, no podrían fijarse

compensaciones anteriores a dicha fecha porque significaría la aplicación retroactiva del mismo, lo que es inconstitucional.

- 4.2 Finalmente, menciona que la Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante "LPAG"), recién entró en vigencia el 11 de octubre de 2001, por lo que, hasta esta fecha, el OSINERG carecía de facultad de dictar resoluciones con la denominada "eficacia anticipada". De hacerlo, estaría retrotrayendo los efectos de dicha LPAG a un período en el cual se encontraba vigente la Ley de Normas Generales de Procedimientos Administrativos, lo que contraviene el orden establecido.

C.2 Análisis del OSINERG

1. Observación N° 1: Retroactividad de la Compensación a fijarse

La doctrina acepta el término "Ley" se emplee en dos sentidos:

- Ley en sentido estricto, es la norma que emana del Poder Legislativo.
- Ley en sentido amplio, es cualquier norma escrita, reconocida como vigente y válida por nuestro ordenamiento (decretos-ley, decretos supremos, resoluciones legislativas, normas con rango de ley, etc.)

Cuando el mandato constitucional contenido en el artículo 103º nos indica que la ley no tiene efecto retroactivo, se está refiriendo a cualquiera de los sentidos en que la ley pueda ser tomada, pero siempre que se trate de disposiciones de carácter general. De ahí que, como ejemplo algunos tratadistas incorporan a los reglamentos, como una de las formas contenidas en el sentido lato de la palabra ley.

Como podemos apreciar, ley no abarca los actos administrativos que son dictados por órganos estatales, con el fin de resolver situaciones subjetivas, de particulares.

Sayagués Laso sostiene que "mediante leyes no es posible dictar actos administrativos, salvo los casos *expresamente previstos en la Constitución porque la función administrativa comprende, en principio, a los órganos administrativos*"

García Toma, haciendo referencia a Marcial Rubio Correa, refiriéndose al artículo 103º de la Constitución nos dice que "*... este artículo se refiere al aspecto inmediato e iretroactivo de las normas de carácter general (orbe público), ello no impide la aplicación retroactiva o ultractiva de normas dirigidas a los efectos de los actos jurídicos particulares*".

Dentro del campo del derecho administrativo Sayagués Laso sostiene: "*Generalmente el acto administrativo produce efectos para el futuro, es decir no tiene efecto retroactivo. Es lo normal para los actos creadores de nuevas situaciones jurídicas. Pero esto no excluye que en ciertos casos pueda tener efectos hacia el pasado, cuando la ley expresamente lo*

autoriza o cuando la retroactividad es el efecto natural del acto”, lo que se da por ejemplo, en casos de revocabilidad.

Conforme al análisis doctrinario, expuesto, se puede concluir afirmando que la norma constitucional, al referirse a la irretroactividad de la ley, no alcanza a los actos administrativos, los que deberán seguir el camino que cada legislación en particular señale para ellos. Por su parte, las corrientes legislativas contemporáneas aceptan la potestad de la administración de otorgar vigencia anticipada a los actos administrativos. Ello se ha dado en el caso del Perú, con la expedición de la ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, cuyo capítulo III trata el tema de Eficacia Anticipada de los Actos Administrativos.

Como puede apreciarse, doctrinaria y legislativamente, la figura de la vigencia anticipada de las normas administrativas tiene fundamentación legal suficiente.

La regulación para LAS INSTALACIONES no es un tema de retroactividad, efectivamente, en el período a regular, se encontraba vigente el artículo 33° de la LCE en virtud del cual los concesionarios de transmisión, obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, tienen derecho a percibir las compensaciones a tal utilización.

Concretamente, el uso de las redes de ETECEN, generó los siguientes derechos y obligaciones:

- El derecho del titular de las instalaciones de transmisión (ETECEN) a percibir una compensación por su uso.
- La obligación de quienes usaron su sistema, a pagar la compensación correspondiente al uso de las instalaciones.

Es decir, desde el momento en que determinados usuarios utilizaron las redes de ETECEN, se generó un derecho vigente de éste último a ser compensado por tal utilización. Faltaba tan sólo que la autoridad correspondiente fijara el monto de tal compensación, haciendo uso de la facultad que emerge del artículo 62° de la LCE.

En consecuencia, no se trata de retrotraer los efectos de una norma, sino de establecer el quantum a que debía ascenderle pago compensatorio, teniendo en cuenta que el administrado no puede en modo alguno verse perjudicado por la tardanza en la fijación del monto mencionado y que por disposición expresa de la misma LCE (artículo 62°), el regulador se encontraba facultado a dictar la resolución correspondiente a la determinación de tales compensaciones, a partir del 23 de diciembre de 1999.

A este respecto, García Enterría y Tomás Ramón Fernández, han precisado: *“... en muchas ocasiones la Administración tarda en reaccionar ante los acontecimientos y no es justo que los particulares tengan que soportar las consecuencias de ese retraso...”*.

Se debe determinar que el estado anterior a la Resolución 004-2001-P/CTE, era el de una deuda legalmente establecida e insoluta, mientras que por otra parte existía la conexión que soportaba el propietario. Como

sostiene el Dr. Marcial Rubio, la regla de Derecho es que las obligaciones deben ser cumplidas por el deudor desde que el crédito es exigible y esto último sucede desde que la obligación, es decir, la relación jurídica entre acreedor y deudor, queda perfeccionada, cita que ha sido recogida por ELECTROANDES al sustentar su observación.

No puede existir retroactividad en la materia consultada, por cuanto el OSINERG no es quien establecerá el derecho de uno, a cobrar una compensación del otro, sino que tal situación ya está consignada desde el momento en que la LCE establece que el titular de un sistema de transmisión tiene el derecho a cobrar una compensación por su uso. El OSINERG se limitará entonces a determinar el monto de la compensación que correspondía pagar por el período sujeto a regulación.

En conclusión, el establecimiento de la compensación por parte del regulador está destinado a salvaguardar los derechos de los administrados desde el momento mismo que se generó este, el cual está claramente determinado por la ley sustantiva, no afectándose la seguridad jurídica ni la previsibilidad de las relaciones jurídicas, puesto que desde un inicio era de público conocimiento el deber compensar por el uso de las redes de transmisión.

2. Observaciones N° 2 y 3: El Consejo Directivo no puede resolver discrepancias entre empresas

Es equivocado el criterio sostenido por ELECTROANDES de que el asunto materia del presente análisis es un tema de controversia entre tres empresas: EDEGEL, ELECTROERU y ETECEN.

El asunto que motivó el procedimiento que se vienen llevando a acabo, no es asunto de controversia sino uno de naturaleza regulatoria. Sólo basta recordar que el trámite se inició con la solicitud presentada por EDEGEL para que se fijen las compensaciones correspondientes a un período dentro el cual el OSINERG no había efectuado la correspondiente regulación.

En tal caso, la función reguladora corresponde ser ejecutada por el Consejo Directivo del OSINERG.

3. Observación N° 4.1: Carencia de instrumentos legales para regular

La afirmación de ELECTROANDES es equivocada por las siguientes consideraciones:

En principio, cabe mencionar que el Decreto supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18 de septiembre de 2000, que modifica ciertos artículos el Reglamento de la LCE, surge ante la necesidad de reglamentar las modificaciones a la LCE, dispuestas por la Ley N° 27239. Así, los artículos 33° y 62° de la LCE modificados nos remiten al reglamento de la LCE en los siguientes términos:

“Artículo 33° Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las

compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.”

“Artículo 62°.- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.”

Así las nuevas situaciones jurídicas establecidas en estos y otros artículos por la Ley N° 27239, debían necesariamente encontrarse reglamentadas; es por ello, que se modifica el Reglamento de la LCE a través del Decreto Supremo N° 017-200-EM.

Cabe mencionar que la relación existente entre una ley y su reglamento está basada en el Principio de la Complementariedad. Dicha regla es aplicable “... cuando un hecho es regido parcialmente por una norma que requiere completarse con otra para cubrir o llenar la regulación de manera integral”. Los reglamentos son disposiciones administrativas que ponen en vigor reglas generales (proposiciones jurídicas) de obligatoriedad. Es decir, los reglamentos establecen los supuestos de hecho por características generales; su expedición hace posible una mejor aplicación de la ley, especificando detalles y aspectos accesorios no incluidos expresamente en la ley.

Entonces, la Ley N° 27239 al aprobar los nuevos textos de los artículos 33° y 62° antes transcritos, establece una nueva situación jurídica: las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución, deben ser reguladas por el OSINERG. Como consecuencia de ello, siguiendo el mandato legal, dicha situación debía ser reglamentada, para lo cual se modificó el reglamento de la LCE. De esta manera, se adecuaron las disposiciones del Reglamento de la LCE, a las modificaciones de la LCE, dispuestas por la ley N° 27239.

En consecuencia, siguiendo el Principio de Complementariedad, el contenido de las modificaciones reglamentarias (especialmente del artículo 139° del Reglamento de la LCE), dispuestas por el Decreto Supremo N° 017-2000-EM, no rigen a partir del día siguiente de la publicación de dicho Decreto Supremo, sino que deben ser aplicables a partir del nacimiento de la obligación emergente de los artículos 33° y 62° de la LCE, esto es desde el 23 de diciembre de 1999. Recordemos que la ley N° 27239 fue publicada el 22 de diciembre de 1999.

4. Observación N° 4.2: Eficacia Anticipada

El tema de la aplicación de la Eficacia Anticipada, ha sido analizado ampliamente en el análisis de la observación 1: retroactividad de la compensación a fijarse, donde ha quedado demostrado que no nos encontramos ante un tema de eficacia anticipada sino ante el señalamiento del quantum que corresponde percibir al titular de una instalación por quienes han hecho uso de ella.

C.3 Conclusión

Del análisis realizado se concluye que no son procedentes las observaciones realizadas por Electroandes.

1. Por las razones expuesta en el literal C.2, acápite 1, es procedente que el OSINERG, fije las compensaciones por LAS INSTALACIONES por el período del 23 de diciembre de 1999 al 09 de abril de 2001.
2. Por las razones expuestas en el literal C.2, acápite 2, el procedimiento administrativo que diera origen a lo señalado en la Resolución N° 132-2003-OS/CD, tiene naturaleza de una solicitud de regulación y no de una controversia, por lo que corresponde al Consejo Directivo de OSINERG la facultad de emitir una resolución que proceda a regular LAS INSTALACIONES por el período mencionado anteriormente.
3. Por las razones expuestas en el literal C.2, acápite 3, el OSINERG sí tiene instrumentos legales para efectuar la regulación en el período indicado, a partir de la vigencia de la ley N° 27239
4. Por las razones expuestas en el literal C.3, acápite 4, el presente acto administrativo no se encuentra ante un tema de eficacia anticipada, sino ante el señalamiento del quantum que corresponde percibir al titular de una instalación por quienes han hecho uso de ella.