

Sumilla: RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

AL CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA – OSINERGMIN

RED DE ENERGÍA DEL PERU S.A. (REP), con RUC N° 20504645046, domiciliada en Avenida Canaval y Moreyra N° 522, Edificio Torre Wiese – Piso 11, San Isidro - Lima, representada por el señora Maritza Giuseppina Teullet Pipoli con DNI N° 07718382 según poder que corre inscrito en la Partida N°11393349 del Registro de Sociedades de la Oficina Registral de Lima y Callao, atentamente decimos:

Que, de conformidad con el Artículo 74° de la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley 27838 de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas y dentro del plazo de ley, interponemos el presente Recurso de Reconsideración contra la Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, mediante la cual se fijan los Precios en Barra para los suministros que se efectúen desde subestaciones Generación-Transporte.

I. PETITORIO

Por los fundamentos que se exponen en el presente, solicitamos al OSINERGMIN que reconsidere lo establecido en la Resolución del Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 053-2009-OS/CD, de acuerdo a los siguientes extremos:

- 1.1 El OSINERGMIN debe considerar como parte de la Remuneración Anual de la Ampliación N° 1 la remuneración del Proyecto “Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan” el cual fue incorporado mediante la Adenda suscrita con el Ministerio de Energía y Minas que

modifica la Cláusula Adicional de la Ampliación N° 1 para los fines de determinación de la Remuneración Anual por Ampliaciones.

II. SUSTENTACIÓN DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1. Con fecha 31 de marzo del 2006, el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante las Partes), suscribieron la Adenda para la Modificación del Contrato de Concesión, para el tratamiento de las Ampliaciones, en la cual se establecen los procedimientos y criterios a seguir para la Fijación de Tarifas y Compensaciones de las instalaciones de los proyectos de ampliación.

2.2. **Ampliación N° 1:** con fecha 31 de marzo del 2006, las Partes suscribieron la Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante Primera Cláusula Adicional), en la cual se acuerda la ejecución de la Ampliación N° 1 que comprende el “Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la subestación San Juan hasta la futura subestación Chilca REP”.

Para efectos del reconocimiento de los montos de inversión y la remuneración anual, a este proyecto se le denominará Proyecto N° 1 de la Ampliación N° 1.

2.3. **Adenda Ampliación N° 1:** con fecha 11 de abril de 2008 las Partes suscribieron la Adenda modificatoria de la Primera Cláusula Adicional, con la finalidad de incorporar el Proyecto de “Repotenciación del Sistema de barras de la Subestación San Juan” como parte de la Ampliación N° 1, la cual establece lo siguiente:

“SEGUNDA.- considerando que el alcance y costos de las obras para llevar a cabo la repotenciación del sistema de barras de la

subestación San Juan, no estuvieron considerados en el presupuesto y cronograma de obras de la Ampliación N° 1, las Partes convienen en la necesidad de incluir, dentro de los alcances de la Primera Cláusula Adicional, las obras de "Repotenciación del sistema de Barras de la Subestación San Juan", en los siguientes términos:

2.2 La "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan" consiste en el cambio del sistema de barras, que incluye reforzamiento estructural de fundaciones, de columnas de pórticos, refuerzos estructurales y reforzamiento de pedestales. Excavación y ampliación de las zapatas de las fundaciones.

2.3 La fecha de la Puesta en Operación comercial de la "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan" fue el 16 de diciembre de 2007, lo que ha quedado acreditado con el Acta de Pruebas correspondiente suscrita por las Partes.

2.4 De conformidad con lo establecido en el numeral 4.2 del Anexo N° 7 del contrato, y el Estudio presentado por el Sociedad Concesionaria, el valor estimado de inversión de la "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan" asciende a un monto de US\$ 772,619.00 (Setecientos Setenta y Dos Mil Seiscientos Diecinueve y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América), sin incluir el IGV.

2.5 Dicha suma se agrega al valor estimado de la inversión previsto en la Primera Cláusula Adicional para todos los efectos estipulados en el Contrato en materia de Ampliaciones. En consecuencia, el Valor de la Inversión correspondiente a la "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan" será determinado por el Auditor de la Ampliación N° 1, según las mismas reglas y procedimientos establecidos para la referida Ampliación y

será reconocido de manera independiente a efectos de establecer la correspondiente Remuneración por Ampliaciones.”

Con esta Adenda se incorpora el proyecto “Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan” como parte de la Ampliación N° 1, precisando que será reconocido de manera independiente para fines de la determinación de la Remuneración Anual por Ampliaciones. Para ello se deberá considerar el Valor de Inversión determinado por el auditor y la fecha de puesta en operación comercial de acuerdo al Acta de Pruebas del propio proyecto.

Para efecto del reconocimiento de los montos de inversión y la remuneración anual, a este proyecto se le denominará Proyecto N° 2 de la Ampliación N° 1.

2.4. De conformidad con lo señalado anteriormente, la empresa Deloitte & Touche S.R.L. fue seleccionada para realizar los trabajos de auditoria de los proyectos contemplados en la Ampliación N° 1. Como resultado de la auditoria de costos de los proyectos de la Ampliación N° 1 se estableció el Valor de la Inversión de cada proyecto en:

- Proyecto 1: US\$ 35'998,275
- Proyecto 2: US\$ 810,544

Asimismo, cabe señalar que la remuneración del Proyecto señalado ha sido reconocida por el OSINERGMIN en las anteriores regulaciones.

Por lo tanto en base a lo señalado, la Remuneración Anual de la Ampliación N° 1 está dada de la siguiente manera:

Remuneración anual Proyecto 1: US\$ 5'811,654
Remuneración anual Proyecto 2: US\$ 132,423

Total Ampliación N° 1 : US\$ 5'944,077

Lo cual da como resultado que la Remuneración Anual de las Ampliaciones (RAA) para el periodo Mayo 2009-Abril 2010 sea de US\$ 14'564,237

POR TANTO:

Solicitamos al OSINERGMIN que reconsidere lo establecido en la Resolución del Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 053-2009-OS/CD, y proceda a emitir una nueva resolución en la cual se fijen las Tarifas conforme a lo manifestado en el presente recurso considerando la remuneración del Proyecto "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan" conforme lo establece la Adenda modificatoria de la Cláusula Adicional de la Ampliación N° 1.

OTROSI DECIMOS: Dando cumplimiento al Artículo 155° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, acompañamos la siguiente documentación sustentatoria como nueva prueba instrumental:

- ANEXO N° 1: Copia del Documento de Identidad y del Poder del representante legal inscrito en la Partida N° 11393349 del Registro de Sociedades de la Oficina Registral de Lima y Callao.
- ANEXO N° 2: Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD "Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo 2009 y el 30 de abril 2010".
- ANEXO N° 3: Copia de Testimonio de la Escritura Pública de la Cláusula Adicional de la Ampliación N° 1.
- ANEXO N° 4: Copia de Testimonio de la Escritura Pública de la Adenda modificatoria de la Cláusula Adicional de la Ampliación N° 1, que contempla la incorporación del Proyecto "Repotenciación

del sistema de barras de la S.E. San Juan” como parte de dicha ampliación.

ANEXO N° 5: Informe de Auditoria de la empresa Deloitte & Touche S.R.L. que establece el Valor de Inversión definitivo de la Ampliación N° 1 con los costos auditados y la Relación de los Bienes Retirados de conformidad con lo establecido en el Contrato de Concesión.

Lima, 06 de mayo de 2009




MARITZA TEULLET P.
ABOGADO
Reg. C.A.L. 15880


MARITZA TEULLET P.
Apoderado
R E P

Anexo 1

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

K = 5917

ESCRITURA NUMERO:

NOVECIENTOS TREINTISEIS

M. No 805

DELEGACION DE PODER

QUE OTORGA

DON CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA

EN SU CALIDAD DE REPRESENTANTE DE

"RED DE ENERGIA DEL PERU S.A."

A FAVOR DE

DON VIDAL FRANCISCO GALINDO VERASTEGUI,

DON MIGUEL ERNESTO PINTO BOCARDO,

DON JULIO CESAR JERI CABRERA,

DOÑA MARITZA GIUSEPPINA TEULLET PIPOLI Y

DON GUIDO HUMBERTO CUADROS VALDERRAMA

=====

EN LA CIUDAD DE LIMA, PERU, A LOS CINCO DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DOS, ANTE MI, SANTOS ALEJANDRO COLLANTES BECERRA, ABOGADO - NOTARIO DE LIMA; COMPARECE: = = = = =

CARLOS - ARIEL - NARANJO - VALENCIA, DE NACIONALIDAD COLOMBIANA, QUIEN MANIFIESTA SER DE ESTADO CIVIL CASADO, DE PROFESION U OCUPACION INGENIERO, IDENTIFICADO CON PASAPORTE COLOMBIANO NUMERO 10 226 690, SEÑALANDO DOMICILIO PARA LOS EFECTOS LEGALES DE LA PRESENTE ESCRITURA PUBLICA EN AVENIDA PROLONGACION PEDRO MIOTTA NUMERO 421, DEL DISTRITO DE SAN JUAN DE MIRAFLORES, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LIMA; PROCEDE EN NOMBRE Y REPRESENTACION DE "RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.", FACULTADO SEGUN COMPROBANTE QUE SE INSERTA MAS ADELANTE, Y A QUIEN IDENTIFICO, DE LO QUE DOY FE. = = = = =

EL COMPARECIENTE ES MAYOR DE EDAD, INTELIGENTE EN EL IDIOMA CASTELLANO, QUIEN SE OBLIGA CON CAPACIDAD, LIBERTAD Y CONOCIMIENTO SUFICIENTES, DE CONFORMIDAD CON EL EXAMEN QUE LE HE EFECTUADO, SE HALLA INSTRUIDO SEGUN EL ARTICULO VEINTISIETE DE LA LEY DEL NOTARIADO Y ME ENTREGA UNA MINUTA FIRMADA Y AUTORIZADA POR ABOGADO, LA MISMA QUE ARCHIVO EN SU LEGAJO RESPECTIVO BAJO EL NUMERO DE ORDEN CORRESPONDIENTE, DE LO QUE DOY FE Y CUYO TENDR LITERAL ES COMO SIGUE: = = = = =

MINUTA: SEÑOR NOTARIO: S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA. = = = = =
SIRVASE USTED EXTENDER EN SU REGISTRO DE ESCRITURAS PUBLICAS UNA DE DELEGACION DE PODER QUE OTORGA EL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, DE NACIONALIDAD COLOMBIANA, IDENTIFICADO CON PASAPORTE COLOMBIANO 10 226 690, DE ESTADO CIVIL CASADO Y CON DOMICILIO EN AVENIDA PROLONGACION PEDRO MIOTTA 421, SAN JUAN DE MIRAFLORES, LIMA, A FAVOR DE LOS ABOGADOS FRANCISCO GALINDO VERASTEGUI, CON DNI No. 07957502; MIGUEL ERNESTO PINTO BOCARDO, CON

NOTARIA COLLANTES
BECERRA
Primavera N° 1245-1249
Lima - Lima

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA



S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

NOTARIA

DNI No. 06964025; JULIO CESAR JERI CABRERA, CON DNI No. 19925408; MARITZA GIUSEPPINA TEULLET PIPOLI, CON DNI No. 07718382; Y GUIDO HUMBERTO CUADROS VALDERRAMA, CON DNI No. 29285446, TODOS CON DOMICILIO EN AVENIDA PROLONGACION PEDRO MIOTTA 421, SAN JUAN DE MIRAFLORES, LIMA, A QUIENES EN LO SUCESIVO Y PARA EFECTOS DEL PRESENTE CONTRATO SE DENOMINARAN ABOGADOS; DE ACUERDO CON LOS TERMINOS Y CONDICIONES QUE SE DETALLAN A CONTINUACION:=-

PRIMERO.- CON FECHA 22 DE AGOSTO DE 2002, EL DIRECTORIO DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. DESIGNO AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA COMO REPRESENTANTE DE LA CITADA SOCIEDAD CON DIVERSAS FACULTADES Y ATRIBUCIONES QUE SE ENCUENTRAN DETALLADAS EN EL ACTA DE LA REFERIDA SESION DE DIRECTORIO, CUYA PARTE PERTINENTE SE SERVIRA USTED INSERTAR EN LA ESCRITURA PUBLICA QUE ORIGINE ESTA MINUTA. = = = = =

POSTERIORMENTE, EL DIRECTORIO DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. EN SU SESION DE FECHA 2 DE SETIEMBRE DE 2002, CONFIRMO AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA LA FACULTAD DE DELEGAR EN TERCEROS CUALESQUIERA DE LAS FACULTADES Y ATRIBUCIONES QUE LE FUERON OTORGADAS MEDIANTE EL CITADO ACUERDO DE DIRECTORIO DE FECHA 22 DE AGOSTO DE 2002, INSCRITOS EN EL ASIENTO C 00003 DE LA PARTIDA 11393349, INSCRIPCION DE SOCIEDADES ANONIMAS, REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS, LIMA. LA COPIA DE LA PARTE PERTINENTE DEL ACTA DE FECHA 2 DE SETIEMBRE DE 2002 SE SERVIRA USTED INSERTARLA EN LA ESCRITURA PUBLICA QUE ORIGINE LA PRESENTE MINUTA. = = = = =

SEGUNDO.- POR EL PRESENTE DOCUMENTO, EL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, EFECTUA A FAVOR DE LOS ABOGADOS, DELEGACION DE LAS FACULTADES Y ATRIBUCIONES DE INDOLE PROCESAL QUE A CONTINUACION SE INDICAN, PARA QUE INDIVIDUALMENTE LAS EJERZAN EN NOMBRE Y REPRESENTACION DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.- = = = = =

I. ADMINISTRATIVAS= = = = = REPRESENTAR A RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., ANTE LAS AUTORIDADES POLITICAS, JUDICIALES, MUNICIPALES, POLICIALES Y ADMINISTRATIVAS, CON LAS MISMAS ATRIBUCIONES QUE PARA ESTOS FINES TIENE EL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA.= = = = =

II. JUDICIALES= = = = =

A) LAS FACULTADES GENERALES DE REPRESENTACION PROCESAL A QUE SE REFIERE EL ARTICULO 74 DEL CODIGO PROCESAL CIVIL, TALES COMO INTERPONER RECURSOS; INTERPONER REMEDIOS; ACUMULAR PRETENSIONES O PROCESOS; OFRECER MEDIOS PROBATORIOS; INTERVENIR COMO LITIS CONSORCIO; Y, SOLICITAR INTERRUPCION O SUSPENSION DEL PROCESO. ESTA RELACION TIENE CARACTER MERAMENTE ENUNCIATIVO, MAS NO LIMITATIVO. = = = = =

B) LAS FACULTADES ESPECIALES CONTENIDAS EN EL ARTICULO 75 DEL CODIGO PROCESAL CIVIL, PARA DEMANDAR; RECONVENIR; CONTESTAR DEMANDAS Y RECONVENCIONES; Y, CON AUTORIZACION EXPRESA POR ESCRITO DEL GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA, PARA DESISTIRSE DEL PROCESO Y DE LA PRETENSION; ALLANARSE A



T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

NOTARIA COLLANTES
BECERRA
Rivadavia No. 1245 - 1332
Lima

COLLANTES
BECERRA

LA) PRETENSION; CONCILIAR; SOMETER A ARBITRAJE PRETENSIONES
CONTROVERTIDAS EN EL PROCESO; TRANSIGIR; Y, DELEGAR REPRESENTACION
PROCESAL. = = = = =

SIRVASE USTED, SEÑOR NOTARIO, AGREGAR LO QUE FUERE DE LEY, EFECTUAR LOS
INSERTOS QUE CORRESPONDA Y PASAR LOS PARTES A LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA
PARA LA RESPECTIVA INSCRIPCION. = = = = =

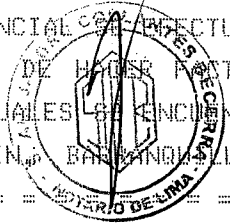
LIMA, VEINTIOCHO DE NOVIEMBRE DEL DOS MIL DOS.= UNA FIRMA.= = = = =
AUTORIZADA LA MINUTA POR EL DOCTOR VIDAL GALINDO VERASTEGUI, ABOGADO, CON
EL REGISTRO DEL COLEGIO DE ABOGADOS DE LIMA NUMERO TRECE MIL NOVENTISIETE.

INSERTO:= COMPROBANTE. SANTOS ALEJANDRO COLLANTES BECERRA, ABOGADO -
NOTARIO DE LIMA, CERTIFICO; QUE, HE TENIDO A LA VISTA EL LIBRO DE ACTAS DE

DIRECTORIO No. 01, DE LA EMPRESA RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., LEGALIZADO
DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS LEGALES VIGENTES, CON FECHA NUEVE DE JULIO
DEL AÑO DOS MIL DOS, ANTE EL DOCTOR RICARDO FERNANDINI BARREDA, ABOGADO-
NOTARIO DE LIMA Y SE ENCUENTRA REGISTRADO EN EL LIBRO CORRESPONDIENTE DE
LEGALIZACIONES DE APERTURA DE LIBROS BAJO EL NUMERO 43810, Y HE CONSTATADO
QUE EN EL MENCIONADO LIBRO DE FOJAS DIECISIETE A FOJAS VEINTITRES, CORRE
EXTENDIDA EL ACTA CUYO TENOR LITERAL EN SU PARTE PERTINENTE ES COMO SIGUE:=

"RED DE ENERGIA DEL PERU.= SESION DE DIRECTORIO.= ACTA DE REUNION DEL
DIRECTORIO REP-004.= LUGAR: VIDEO CONFERENCIA MEDELLIN- BARRANQUILLA-
BOGOTA- LIMA.= FECHA: 22 DE AGOSTO DE 2002.= HORA: DE LAS 17:00 A LAS 19
HORAS.= DIRECTORES: JAVIER GENARO GUTIERREZ PEMBERTHY: PRESIDENTE DEL
DIRECTORIO.= GUIDO ALBERTO NULE AMIN: DIRECTOR.= ERNESTO MORENO RESTREPO:
DIRECTOR.= HENRY NAVARRO SANCHEZ: DIRECTOR ALTERNO.= CESAR AUGUSTO RAMIREZ
ROJAS: DIRECTOR ALTERNO.= INVITADOS: CARLOS ARIEL NARANJO: DIRECTOR
ALTERNO.= LUIS GUILLERMO MARQUEZ MORENO: GERENTE GENERAL.= ITALO CARRANO
TARRILLO: ASESOR JURIDICO.= OBJETIVO: DE ACUERDO CON LO ESTIPULADO EN EL
ESTATUTO DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., SE REALIZA LA PRESENTE SESION DEL
DIRECTORIO NO PRESENCIAL, LA CUAL TIENE CARACTER DECISORIO.= SIENDO LAS
17:00 HORAS DEL DIA 22 DE AGOSTO DE 2002, SE CELEBRO LA SESION DE
DIRECTORIO NO PRESENCIAL DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., CON LA
PARTICIPACION DE LOS DIRECTORES DE LA SOCIEDAD, QUE SE INDICAN EN LA
INTRODUCCION DE ESTE DOCUMENTO.= PRESIDENCIA Y SECRETARIA: ACTUO COMO
PRESIDENTE EL SEÑOR JAVIER GENARO GUTIERREZ PEMBERTHY, ASIMISMO, POR
DECISION UNANIME DE LOS MIEMBROS DEL DIRECTORIO, ACTUO COMO SECRETARIO EL
SEÑOR LUIS GUILLERMO MARQUEZ MORENO.= QUORUM: EL PRESIDENTE SEÑALO QUE LA
PRESENTE SESION NO PRESENCIAL SE REALIZA DE CONFORMIDAD CON LO PREVISTO EN
EL ARTICULO 169 DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES Y EL ARTICULO VIGESIMO
SEPTIMO DEL ESTATUTO SOCIAL. LA PRESENTE SESION NO PRESENCIAL SE EFECTUA
A TRAVES DE UNA CONFERENCIA TELEFONICA CON LA FINALIDAD DE HACER POSIBLE
LA COMUNICACION ENTRE LOS MIEMBROS DEL DIRECTORIO, LOS CUALES SE ENCUENTRAN
EN DISTINTAS LOCALIDADES (EN LAS CIUDADES DE MEDELLIN, BARRANQUILLA Y
BOGOTA EN COLOMBIA Y EN LA CIUDAD DE LIMA EN EL PERU). = = = = =
EL PRESIDENTE CONSTATO QUE SE CONTABA CON LA INTERVENCION DE TODOS LOS

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA



S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

NOTARIA CO
BECER
Primera N
Surco - L

DIRECTORES DE LA SOCIEDAD Y VERIFICO QUE ESTOS POR UNANIMIDAD ESTABAN DE ACUERDO EN CELEBRAR LA SESION NO PRESENCIAL Y TRATAR LOS TEMAS DE LA AGENDA, POR LO QUE DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 167 DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES, VERIFICO QUE NO ERA NECESARIO EFECTUAR UNA CONVOCATORIA Y DECLARO VALIDAMENTE INSTALADO EL DIRECTORIO. = = = = =

AGENDA = = = = =

(...)= = = = =

2. NOMBRAMIENTO DE GERENTE GENERAL Y OTORGAMIENTO DE PODERES. = = = = =

(...)= = = = =

ACTO SEGUIDO, EL PRESIDENTE DISPUSO QUE SE PASARAN A TRATAR LOS ASUNTOS CONTENIDOS EN LA AGENDA, LO CUAL FUE APROBADO POR UNANIMIDAD DE LOS DIRECTORES. = = = = =

DESARROLLO DE LA SESION : = = = = =

(...)= = = = =

II. NOMBRAMIENTO DE GERENTE GENERAL Y OTORGAMIENTO DE PODERES. = = = = =

ACTO SEGUIDO, EL PRESIDENTE MANIFESTO QUE ERA NECESARIO NOMBRAR UN NUEVO GERENTE GENERAL EN REEMPLAZO DEL SEÑOR LUIS GUILLERMO MARQUEZ MORENO. A ESTE EFECTO, EL PRESIDENTE PROPUSO AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, QUIEN ACTUALMENTE SE DESEMPEÑA COMO GERENTE DE PRODUCCION DE INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. Y LLEVA 24 AÑOS VINCULADOS A DICHA EMPRESA, ES INGENIERO ELECTRICISTA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, MASTER SCIENCE EN SISTEMAS DE POTENCIA DE LA UNIVERSIDAD DE MANCHESTER EN INGLATERRA Y DIPLOMADO EN ALTA GERENCIA DE LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. ADEMÁS, CUENTA CON UNA GRAN EXPERIENCIA Y CONOCIMIENTOS EN LAS AREAS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE POTENCIA ELECTRICA. = = = = =

EL PRESIDENTE SEÑALO QUE EL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA DESEMPEÑARIA EL CARGO DE GERENTE GENERAL DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., A PARTIR DEL 3 DE SETIEMBRE DE 2002. = = = = =

ASIMISMO, EL PRESIDENTE MANIFESTO QUE EL NUEVO GERENTE GENERAL DEBIDA CONTAR CON FACULTADES SUFICIENTES PARA REPRESENTAR A RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., EN EL DESARROLLO DE SUS ACTIVIDADES ECONOMICAS. A ESTE EFECTO, EL PRESIDENTE PROPUSO QUE SE CONCEDIERAN AL NUEVO GERENTE GENERAL DE LA SOCIEDAD, LAS FACULTADES SEÑALADAS EN LA CLAUSULA QUINTA DE LA ESCRITURA PUBLICA DE CONSTITUCION DE LA SOCIEDAD (LAS MISMAS QUE SE ENCUENTRAN INSCRITAS EN EL ASIEN TO A0001 DE LA PARTIDA 11393349 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS DE LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA Y CALLAO, Y QUE SE TRANSCRIBEN EN LA PRESENTE ACTA). = = = = =

LUEGO DE UNA BREVE DELIBERACION, LOS MIEMBROS DEL DIRECTORIO ACORDARON POR UNANIMIDAD: = = = = =

A DESTINAR COMO GERENTE GENERAL DE LA SOCIEDAD DEL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, DE NACIONALIDAD COLOMBIANA, IDENTIFICADO CON PASAPORTE COLOMBIANO 226 690 Y CON DOMICILIO EN LA AVENIDA PROLONGACION PEDRO MIOTTA 421, SAN JUAN DE MIRAFLORES, LIMA 29, PERU. EL NUEVO GERENTE GENERAL DESEMPEÑARIA EL CARGO A PARTIR DEL 3 DE SETIEMBRE DE 2002. = = = = =



S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

LANTES
RA
1245-1249

NOTARIA COLLANTES
BECERRA
PIELES N° 1245-1249
SEXTO ETIEN

B. OTORGAR AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, DE NACIONALIDAD COLOMBIANA, IDENTIFICADO CON PASAPORTE COLOMBIANO N° 226 690 Y CON DOMICILIO EN LA AVENIDA PROLONGACION PEDRO RIVERA N° 421, SAN JUAN DE MIRAFLORES, LIMA 29, PERU LAS FACULTADES SEÑALADAS EN LA CLAVICULA QUINTA DE LA ESCRITURA PUBLICA DE CONSTITUCION DE LA SOCIEDAD, LAS MISMAS QUE SE ENCUENTRAN INSCRITAS EN EL ASIENTO A0001 DE LA PARTIDA 11393349 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS DE LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA Y CALLAO. = (...). = = = = =

LUEGO DE UNA BREVE DELIBERACION, LOS SEÑORES DIRECTORES ACORDARON POR UNANIMIDAD TOMAR CONOCIMIENTO DE LA INFORMACION PROPORCIONADA EN ESTA SESION. = = = = =

SIENDO LAS 19:00 HORAS, Y NO HABIENDO OTRO PUNTO QUE TRATAR, EL PRESIDENTE DIO POR CONCLUIDA LA SESION, PREVIA REDACCION Y LECTURA DE LA PRESENTE ACTA. LOS DIRECTORES MANIFESTARON SU CONFORMIDAD RESPECTO AL SERVICIO DE CONFERENCIA TELEFONICA UTILIZADO EN LA PRESENTE SESION, DEJANDO CONSTANCIA QUE DE CONFORMIDAD CON EL ARTICULO 58 DEL REGLAMENTO DEL REGISTRO DE SOCIEDADES Y EL ARTICULO 29 DEL ESTATUTO, EL PRESIDENTE Y EL SECRETARIO PROCEDERIAN A FIRMARLA EN SEÑAL DE CONFORMIDAD. = = SIGUEN DOS FIRMAS:

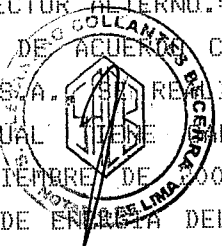
JAVIER G. GUTIERREZ P.: PRESIDENTE DEL DIRECTORIO. = GUILLERMO MARQUEZ: GERENTE GENERAL". = = = = =

ES CONFORME CON EL LIBRO DE ACTAS DE SU REFERENCIA AL CUAL ME REMITO EN CASO NECESARIO. = = = = =

INSERTO: = COMPROBANTE. SANTOS ALEJANDRO COLLANTES BECERRA, ABOGADO - NOTARIO DE LIMA, CERTIFICO: QUE, HE TENIDO A LA VISTA EL LIBRO DE ACTAS DE DIRECTORIO No. 01, DE LA EMPRESA RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., LEGALIZADO DE CONFORMIDAD CON LAS NORMAS LEGALES VIGENTES, CON FECHA NUEVE DE JULIO DEL AÑO DOS MIL DOS, ANTE EL DOCTOR RICARDO FERNANDINI BARREDA, ABOGADO-NOTARIO DE LIMA Y SE ENCUENTRA REGISTRADO EN EL LIBRO CORRESPONDIENTE DE LEGALIZACIONES DE APERTURA DE LIBROS BAJO EL NUMERO 43810, Y HE CONSTATADO QUE EN EL MENCIONADO LIBRO DE FOJAS VEINTINUEVE A FOJAS TREINTIUNO, CORRE EXTENDIDA EL ACTA CUYO TENOR LITERAL EN SU PARTE PERTINENTE ES COMO SIGUE: =

"RED DE ENERGIA DEL PERU. = SESION DE DIRECTORIO. = ACTA DE REUNION DEL DIRECTORIO REP-2002-005. = LUGAR: TELE CONFERENCIA MEDELLIN- BOGOTA- LIMA. = FECHA: 2002-09-02. = DIRECTORES: JAVIER GENARO GUTIERREZ PEMBERTHY: PRESIDENTE DEL DIRECTORIO. = GUIDO ALBERTO NULE AMIN: DIRECTOR. = ERNESTO MORENO RESTREPO: DIRECTOR. = ROCIO DEL SOCORRO IDARRAGA ORTIZ: DIRECTOR. = JOSE ANTONIO VARGAS LLERAS: DIRECTOR. = INVITADOS: CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA: DIRECTOR ALTERNO. = HENRY NAVARRO SANCHEZ: DIRECTOR ALTERNO. = LUIS GUILLERMO MARQUEZ MORENO: GERENTE GENERAL. = OBJETIVO: DE ACUERDO CON LO ESTIPULADO EN EL ESTATUTO DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., SE REALIZA LA PRESENTE SESION DEL DIRECTORIO NO PRESENCIAL, LA CUAL TIENE CARACTER DECISORIO. = SIENDO LAS 10:00 HORAS DEL DIA 2 DE SETIEMBRE DE 2002, SE CELEBRO LA SESION DE DIRECTORIO NO PRESENCIAL DE RED DE ENERGIA DEL PERU S.A., CON LA PARTICIPACION DE LOS DIRECTORES DE LA SOCIEDAD, QUE SE INDICAN

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA



S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

NOTARIA
BEC
Primavera
Surco

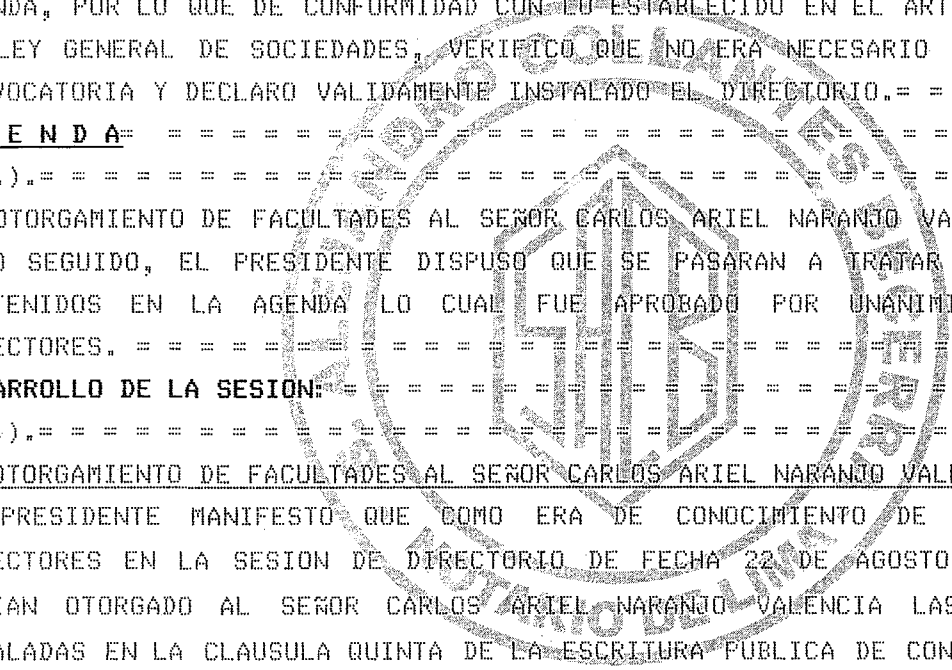
EN LA INTRODUCCION DE ESTE DOCUMENTO.= PRESIDENCIA Y SECRETARIA: ACTUO COMO PRESIDENTE EL SEÑOR JAVIER GENARO GUTIERREZ PEMBERTHY. ASIMISMO, ACTUO COMO SECRETARIO EL SEÑOR LUIS GUILLERMO MARQUEZ MORENO.= QUORUM: EL PRESIDENTE SEÑALO QUE LA PRESENTE SESION NO PRESENCIAL SE REALIZA DE CONFORMIDAD CON LO PREVISTO EN EL ARTICULO 169 DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES Y EL ARTICULO VIGESIMO SEPTIMO DEL ESTATUTO SOCIAL. LA PRESENTE SESION NO PRESENCIAL SE EFECTUARIA A TRAVES DE UNA CONFERENCIA TELEFONICA CON LA FINALIDAD DE HACER FACTIBLE LA COMUNICACION ENTRE LOS MIEMBROS DEL DIRECTORIO, LOS CUALES SE ENCUENTRAN EN DISTINTAS LOCALIDADES (EN LAS CIUDADES DE MEDELLIN Y BOGOTA EN COLOMBIA Y EN LA CIUDAD DE LIMA EN EL PERU).= EL PRESIDENTE CONSTATO QUE SE CONTABA CON LA INTERVENCION DE TODOS LOS DIRECTORES DE LA SOCIEDAD Y VERIFICO QUE ESTOS POR UNANIMIDAD ESTABAN DE ACUERDO EN CELEBRAR LA SESION NO PRESENCIAL Y TRATAR LOS TEMAS DE LA AGENDA, POR LO QUE DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 167 DE LA LEY GENERAL DE SOCIEDADES, VERIFICO QUE NO ERA NECESARIO EFECTUAR UNA CONVOCATORIA Y DECLARO VALIDAMENTE INSTALADO EL DIRECTORIO. = = = = =

AGENDA = = = = =

(...)= = = = =
2. OTORGAMIENTO DE FACULTADES AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA.= = =
ACTO SEGUIDO, EL PRESIDENTE DISPUSO QUE SE PASARAN A TRATAR LOS ASUNTOS CONTENIDOS EN LA AGENDA LO CUAL FUE APROBADO POR UNANIMIDAD DE LOS DIRECTORES. = = = = =

DESARROLLO DE LA SESION: = = = = =

(...)= = = = =
2. OTORGAMIENTO DE FACULTADES AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA . = = =
EL PRESIDENTE MANIFESTO QUE COMO ERA DE CONOCIMIENTO DE LOS SEÑORES DIRECTORES EN LA SESION DE DIRECTORIO DE FECHA 22 DE AGOSTO DE 2002 SE HABIAN OTORGADO AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA LAS FACULTADES SEÑALADAS EN LA CLAUSULA QUINTA DE LA ESCRITURA PUBLICA DE CONSTITUCION DE LA SOCIEDAD (LAS MISMAS QUE SE ENCUENTRAN INSCRITAS EN EL ASIENTO A0001 DE LA PARTIDA 11393349 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS DE LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA Y CALLAO). = = = = =
SIN EMBARGO, EXPRESO EL PRESIDENTE QUE EL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA DEBIA CONTAR FACULTADES SUFICIENTES PARA DELEGAR A TERCEROS LAS FACULTADES CONFERIDAS EN LA SESION DE DIRECTORIO DE FECHA 22 DE AGOSTO DE 2002. = = = = =
LUEGO DE UN BREVE INTERCAMBIO DE IDEAS, LOS MIEMBROS DEL DIRECTORIO ACORDARON POR UNANIMIDAD: = = = = =
A. CONFERIR AL SEÑOR CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, DE NACIONALIDAD COLOMBIANA, IDENTIFICADO CON PASAPORTE COLOMBIANO 10 226 690 Y CON DOMICILIO EN LA AVENIDA PROLONGACION PEDRO MIOTTA 421, SAN JUAN DE MIRAFLORES DE LIMA 29, PERU LA FACULTAD DE DELEGAR EN TERCEROS CUALESQUIERA DE LAS FACULTADES CONFERIDAS MEDIANTE ACUERDO DE DIRECTORIO DE FECHA 22 DE



T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

COLLANTES
BECERRA
Nº 1245 - 1249
Lima

NOTARIA COLLANTES
BECERRA
Nº 1245 - 1249
Lima

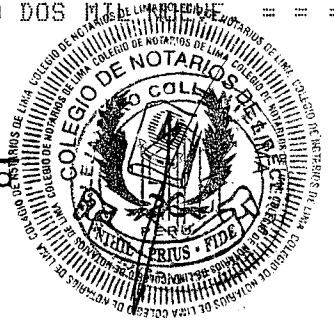
AGOSTO DE 2002. = = = = =
LAS FACULTADES QUE PODRAN SER DELEGADAS CONFORME A SE = = = = =
LA CLAUSULA QUINTA DE LA ESCRITURA PUBLICA DE CONSTITUCION DE LA SOCIEDAD
(LAS MISMAS QUE SE ENCUENTRAN INSCRITAS EN EL ASIENTO Nº 13 PARTIDA
11393349 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS DE LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA
Y CALLAO. = = = = =
(...), = = = = =

SIENDO LAS 10:30 HORAS, Y NO HABIENDO OTRO PUNTO QUE TRATAR, EL PRESIDENTE
DIO POR CONCLUIDA LA SESION, PREVIA REDACCION Y LECTURA DE LA PRESENTE
ACTA. LOS DIRECTORES MANIFESTARON SU CONFORMIDAD RESPECTO AL SERVICIO DE
CONFERENCIA TELEFONICA UTILIZADO EN LA PRESENTE SESION, DEJANDO CONSTANCIA
QUE DE CONFORMIDAD CON EL ARTICULO 58 DEL REGLAMENTO DEL REGISTRO DE
SOCIEDADES Y EL ARTICULO 29 DEL ESTATUTO, EL PRESIDENTE Y EL SECRETARIO
PROCEDERIAN A FIRMARLA EN SEÑAL DE CONFORMIDAD. = = SIGUEN DOS FIRMAS:
JAVIER G. GUTIERREZ P. PRESIDENTE DEL DIRECTORIO. = GUILLERMO MARQUEZ:
GERENTE GENERAL" = = = = =
ES CONFORME CON EL LIBRO DE ACTAS DE SU REFERENCIA AL CUAL ME REMITO EN
CASO NECESARIO. = = = = =

CONCLUSION: FORMALIZADO EL INSTRUMENTO, SE INSTRUYO EL OTORGANTE DE SU
OBJETO POR LA LECTURA QUE DE TODO EL MIZO, AFIRMANDOSE Y RATIFICANDOSE EN
EL CONTENIDO DEL MISMO, SIN MODIFICACION ALGUNA. LA PRESENTE ESCRITURA
PUBLICA SE INICIA EN LA FOJA CON SERIE A NUMERO SEIS MILLONES OCHOCIENTOS
SETENTITRES MIL SESENTIOCHO VUELTA Y TERMINA EN LA FOJA CON SERIE A NUMERO
SEIS MILLONES OCHOCIENTOS SETENTITRES MIL SESENTA VUELTA, HABIENDOSE
FIRMADO ANTE MI EL NOTARIO EN LA FECHA, SEIS DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL
DOS, DE LO QUE DOY FE. FIRMADO: CARLOS ABIEL NARANJO VALENCIA, SANTOS
ALEJANDRO COLLANTES BECERRA-NOTARIO DE LIMA. = = = = ES CONFORME CON LA
MATRIZ DE SU REFERENCIA, LA CUAL CORRE EXTENDIDA CON FECHA CINCO DE
DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DOS, DE FOJAS CUATRO MIL TRESCIENTOS CUARENTIDOS
VUELTA A FOJAS CUATRO MIL TRESCIENTOS CUARENTISEIS VUELTA, DE MI PROTOCOLO
DE ESCRITURAS PUBLICAS CORRESPONDIENTE AL BIENIO DOS MIL DOS-DOS MIL TRES,
Y A SOLICITUD DE PARTE INTERESADA EXPIDO EL NOVENO TESTIMONIO EN CUATRO
FOJAS UTILES, LAS CUALES SELLO, SIGNO, RUBRICO Y FIRMO EN LA CIUDAD DE
LIMA, A LOS DIECISIETE DIAS DEL MES DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL TRES. = = = =



S. Alejandro Collantes Becerra
S. Alejandro Collantes Becerra
Abogado
NOTARIO DE LIMA



CERTIFICADO: Que las copias que anteceden, las mismas que rubrica, son reproducción exacta del documento original que he tenido a la vista el cual consta de **09** folios.

Lima,

22 ABR. 2009



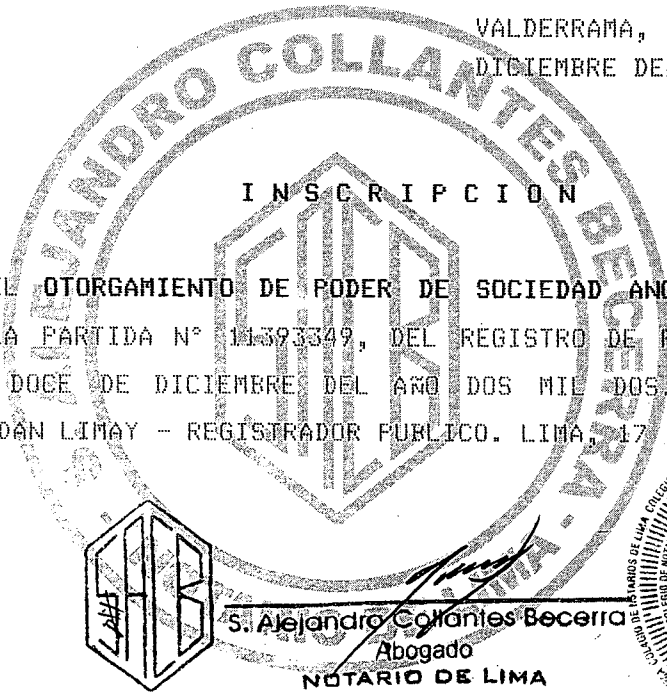
[Handwritten Signature]
S. Alejandro Sotomayor Becerra
Abogado
NOTARIO DE LIMA



S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

CORRESPONDE A LA ESCRITURA PUBLICA DE DELEGACION DE PODER, QUE OTORGA DON CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA EN SU CALIDAD DE REPRESENTANTE DE "RED DE ENERGIA DEL PERU S.A." A FAVOR DE DON VIDAL FRANCISCO GALINDO VERASTEGUI, DON MIGUEL ERNESTO PINTO BOCARDO, DON JULIO CESAR JERI CABRERA, DONA MARITZA GIUSEPPINA TEULLET PIPOLI Y DON GUIDO HUMBERTO CUADROS VALDERRAMA, DE FECHA CINCO DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DOS. = =



I N S C R I P C I O N

REGISTRADO EL OTORGAMIENTO DE PODER DE SOCIEDAD ANONIMA, EN EL ASIENTO C00003, DE LA PARTIDA N° 11393349, DEL REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS DE LIMA. LIMA, DOCE DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DOS. FIRMADO: DR. TOMAS HUMBERTO CERDAN LIMAY - REGISTRADOR PUBLICO. LIMA, 17 DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL DOS. = = =



CERTIFICO: Que este documento que consta de una página, es reproducción exacta del documento original que he tenido a la vista.

Lima, 22 ABR. 2009



S. Alejandro Collantes Becerra
Abogado
NOTARIO DE LIMA



Anexo 2



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y
MINERÍA**

Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

**“Resolución que fija los Precios en Barra
aplicables al período comprendido entre el 01
de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010”**

Lima, abril de 2009

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Lima, 14 de abril de 2009

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes Técnicos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 0151-2009-GART y N° 0139-2009-GART, y el Informe emitido por la Asesoría Legal N° 0140-2009-GART.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley N° 27332¹, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literales p) y u), de su Reglamento General², aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³, aprobado por Decreto

¹ **Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos .- Funciones.-**

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

...
b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;

² **Artículo 27° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Funciones del Consejo Directivo.-

Son funciones del Consejo Directivo:

...
p) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica, con estricta sujeción a los procedimientos establecidos por la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, fijar, revisar y modificar las tarifas y compensaciones que deberán pagarse por el uso de los sistemas de transmisión y sistemas de distribución de energía eléctrica, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas aplicables del subsector electricidad.

...
u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126° de su reglamento.

³ **Artículo 22° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.-** Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

...
h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;

...

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴ (en adelante "LCE");

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación de los estudios de los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolucón, entre otras;

Que, el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe N° 0151-2009-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2008 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. OSINERGMIN, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2008;

Que, seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone, en su Artículo 52⁵ que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, con fecha 08 de marzo de 2009 y, mediante Resolución OSINERGMIN N° 039-2009-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, y la relación de la información que la sustenta;

Que, posteriormente OSINERGMIN convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó, en forma descentralizada, en Lima, Piura y Cusco, el 16 de marzo de 2009, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de los Estudios Técnico-Económico de los SUBCOMITÉS para la fijación de tarifas, así como el contenido de las observaciones formuladas a dichos estudios;

⁴ **Artículo 43° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas** .- Estarán sujetos a regulación de precios:

...
d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; y,
...

⁵ **Artículo 52° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas** .- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra. Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Que, el 23 de marzo de 2009 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra. Al respecto, se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Enersur S.A., Edegel S.A.A., SN Power, Antamina S.A., Electro Oriente S.A., Transportadora de Gas del Perú y del Subcomité de Generadores del COES-SINAC; las cuales han sido publicadas en la página Web de OSINERGMIN y cuyo análisis se realiza en el Informe N° 0151-2009-GART, a excepción de los comentarios de Transportadora de Gas del Perú, cuyo análisis se encuentra en el Informe N° 0139-2009-GART;

Que, asimismo, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832⁶ y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley⁷, OSINERGMIN ha verificado que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. Los resultados de dicha verificación se encuentran en el Informe N° 0139-2009-GART;

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE⁸, el Artículo 215° de su Reglamento⁹ y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN¹⁰, el

⁶ **SEGUNDA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra**

El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

⁷ **TERCERA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. - Adecuación de la Referencia del Precio en Barra**

Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

⁸ **Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.- Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.**

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

⁹ **Artículo 215° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.- El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107° de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.**

Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125° del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

¹⁰ **Artículo 52° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por D.S. 054-2001-PCM.- Funciones del Consejo Directivo.-**

Son funciones del Consejo Directivo:

...

t) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento, cuya propuesta ha sido presentada por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE¹¹, corresponde a OSINERGMIN fijar el Ingreso Tarifario

Concesiones Eléctricas.

11 **Artículo 136° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.**— El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109° del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Artículo 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.— El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determinará la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111° del Reglamento;
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
- c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
 - I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
 - II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur”, suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., OSINERGMIN deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante “RA”), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica¹² (en adelante “Ley 28832”), OSINERGMIN deberá aplicar, para los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, un Mecanismo de Compensación a fin de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 117-2009-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2009, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 hasta el 30 de abril de 2010;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y por el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para

-
- d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden.

Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111° del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

¹² **Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.— La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados**

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Fijos resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Sistemas Aislados¹³, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, OSINERGMIN deberá aplicar en cada regulación anual de los Precios en Barra dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, adicionalmente, se ha considerado el criterio de separar las actualizaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con respecto a las de los sistemas aislados, a fin de evitar que las fluctuaciones de los factores de actualización de los segundos afecten innecesariamente las tarifas del primero, o viceversa;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", cuyo Artículo 3° establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra. En este sentido, se ha emitido el Informe N° 0139-2009-GART que determina el Peaje por GRP para el sexto año de Cálculo del proyecto Camisea, y que forma parte de la relación de información que sustenta los Precios en Barra;

Que, el Artículo 5° del Decreto Legislativo N° 1041 establece que el pago de las compensaciones necesarias que garanticen la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente hagan los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, será asignado en los costos de transmisión;

Que, conforme a la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", cuyo Artículo 4° señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra;

¹³ **Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado por D.S. N° 069-2006-MEM).**—

5.1. El Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados será aplicado por OSINERG en cada regulación anual de las Tarifas en Barra, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) OSINERG fijará anualmente el Precio en Barra de Sistemas Aislados para cada Empresa Receptora;
- b) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio en Barra de Sistemas Aislados por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- c) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio de Referencia del SEIN por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- d) Para cada Empresa Receptora se calcula la diferencia entre el monto calculado en b) y el monto calculado en c);
- e) Con los montos obtenidos en d) y teniendo como límite el Monto Específico, se determinan los factores de distribución para calcular las Compensaciones Anuales a Asignar a cada una de las Empresas Receptoras, según la siguiente expresión:

Donde:

CA_i es la Compensación Anual para la empresa i.

D_i es el monto calculado según d) para la empresa i.

ME es el Monto Específico

- f) Los Precios en Barra Efectivos que aplicará cada Empresa Receptora a sus usuarios regulados, será determinado descontando de los Precios en Barra fijados según a), la Compensación Anual determinada según e).

5.2. La Compensación Anual será transferida mensualmente por las Empresas Aportantes a las Empresas Receptoras.

Que, tal como lo dispone la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008, se aprobó la norma "Compensación por Generación Adicional", cuyo numeral 3.3 del Artículo 3° señala que el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato", expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008, la misma que comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

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 OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; 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° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 037-2008; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan; así como, las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	17,94	12,37	10,57
Talara	220	17,91	12,33	10,55

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Piura Oeste	220	17,95	12,70	10,81
Chiclayo Oeste	220	17,86	12,51	10,62
Carhuaquero	220	17,75	12,32	10,49
Guadalupe	220	17,86	12,48	10,58
Guadalupe	60	17,85	12,52	10,60
Cajamarca	220	17,86	12,45	10,54
Trujillo Norte	220	17,82	12,34	10,45
Chimbote 1	220	17,71	12,08	10,25
Chimbote 1	138	17,70	12,06	10,24
Paramonga Nueva	220	17,73	11,74	9,88
Paramonga Nueva	138	17,73	11,72	9,88
Paramonga Existente	138	17,71	11,69	9,88
Huacho	220	17,75	11,68	9,82
Zapallal	220	17,75	11,60	9,70
Ventanilla	220	17,76	11,59	9,68
Lima (1)	220	17,81	11,64	9,71
Cantera	220	17,77	11,48	9,64
Chilca	220	17,76	11,47	9,62
Independencia	220	17,76	11,54	9,72
Ica	220	17,86	11,69	9,84
Marcona	220	18,11	11,94	10,04
Mantaro	220	17,53	11,32	9,49
Huayucachi	220	17,60	11,42	9,56
Pachachaca	220	17,64	11,43	9,58
Huancavelica	220	17,59	11,39	9,55
Callahuanca	220	17,69	11,49	9,62
Cajamarquilla	220	17,77	11,58	9,69
Huallanca	138	17,35	11,62	9,96
Vizcarra	220	17,73	11,51	9,68
Tingo María	220	17,65	11,21	9,43
Aguaytía	220	17,60	11,08	9,31
Aguaytía	60	17,62	11,11	9,32
Aguaytía	22,9	17,62	11,09	9,32
Pucallpa	138	17,79	11,35	9,46
Pucallpa	60	17,90	11,37	9,47
Aucayacu	138	17,61	11,21	9,43
Tocache	138	17,61	11,32	9,50
Tingo María	138	17,64	11,16	9,40
Huánuco	138	17,70	11,44	9,51
Paragsha II	138	17,68	11,40	9,60
Paragsha	220	17,65	11,40	9,59
Yaupi	138	17,48	11,22	9,46
Yuncan	138	17,53	11,22	9,46
Yuncan	220	17,53	11,26	9,48
Oroya Nueva	220	17,64	11,44	9,59
Oroya Nueva	138	17,69	11,42	9,66
Oroya Nueva (2)	50	17,66	11,53	9,65
Carhuamayo	138	17,71	11,48	9,61

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Carhuamayo Nueva	220	17,59	11,33	9,54
Caripa	138	17,71	11,51	9,69
Desierto	220	17,85	11,53	9,68
Condorcocha	138	17,73	11,53	9,70
Condorcocha	44	17,77	11,53	9,70
Machupicchu	138	17,52	12,14	9,72
Cachimayo	138	17,83	12,51	10,03
Cusco (3)	138	17,80	12,52	10,02
Combapata	138	17,91	12,58	10,20
Tintaya	138	17,99	12,59	10,39
Ayaviri	138	17,81	12,37	10,24
Azángaro	138	17,71	12,24	10,12
San Gaban	138	17,29	12,31	10,17
Juliaca	138	17,98	12,57	10,40
Puno	138	18,07	12,71	10,51
Puno	220	18,08	12,70	10,53
Callalli	138	18,02	12,63	10,48
Santuario	138	18,02	12,51	10,43
Arequipa (4)	138	18,08	12,58	10,48
Socabaya	220	18,08	12,57	10,47
Cerro Verde	138	18,11	12,24	10,12
Repartición	138	18,14	12,66	10,53
Mollendo	138	18,18	12,69	10,54
Montalvo	220	18,13	12,74	10,62
Montalvo	138	18,13	12,75	10,63
Ilo ELP	138	18,21	12,86	10,74
Botiflaca	138	18,21	12,85	10,70
Toquepala	138	18,22	12,83	10,74
Aricota	138	18,20	12,73	10,72
Aricota	66	18,18	12,69	10,71
Tacna (Los Héroes)	220	18,18	12,81	10,67
Tacna (Los Héroes)	66	18,28	12,88	10,70
SISTEMAS AISLADOS (5)				
Adinelsa	MT	18,97	24,00	24,00
Chavimochic	MT	18,97	24,00	24,00
Edelnor	MT	18,97	24,00	24,00
Edelsa	MT	18,97	24,00	24,00
Egepsa	MT	18,97	24,00	24,00
Electro Oriente	MT	18,97	38,79	38,79
Electro Pangoa	MT	18,97	24,00	24,00
Electro Sur Este	MT	18,97	52,75	52,75
Electro Sur Medio	MT	18,97	36,99	36,99
Electro Ucayali	MT	18,97	24,00	24,00
Electrocentro	MT	18,97	24,00	24,00
Electronorte	MT	18,97	23,42	23,42
Emseusa	MT	18,97	18,65	18,65
Hidrandina	MT	18,97	24,10	24,10
Seal	MT	18,97	37,68	37,68

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Sersa	MT	18,97	41,61	41,61

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco y Pasco Rural pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (5) Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia¹⁴. Estos precios son referenciales y no tiene aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

Se define:

$$\text{PEBP} = \text{PEMP} + \text{CPSEE} \quad (1)$$

$$\text{PEBF} = \text{PEMF} + \text{CPSEE} \quad (2)$$

$$\text{PPB} = \text{PPM} + \text{PCSPT} \quad (3)$$

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832¹⁵.

¹⁴ De conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y por el inciso a) del numeral 5.1 del Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobado mediante el Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

¹⁵ **QUINTA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA** de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Adecuación de factores de pérdidas de potencia
Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

- PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
- PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47°, incisos g) e i) de la Ley¹⁶.
- PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
- PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes
- CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en las Resoluciones OSINERG N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, en sus modificatorias o las que las sustituyan.

Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

¹⁶ **Artículo 47° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- ...
- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;
- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60 de la presente Ley;
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

A.2) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

A continuación se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Subestaciones Base del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 2

Subestaciones Base	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0076	1,0628	1,0886
Talara	220	1,0060	1,0598	1,0864
Piura Oeste	220	1,0083	1,0914	1,1129
Chiclayo Oeste	220	1,0033	1,0753	1,0935
Carhuaquero	220	0,9968	1,0586	1,0797
Guadalupe	220	1,0029	1,0725	1,0888
Guadalupe	60	1,0024	1,0755	1,0913
Cajamarca	220	1,0027	1,0694	1,0852
Trujillo Norte	220	1,0008	1,0600	1,0756
Chimbote 1	220	0,9946	1,0378	1,0557
Chimbote 1	138	0,9942	1,0364	1,0542
Paramonga Nueva	220	0,9959	1,0086	1,0171
Paramonga Nueva	138	0,9957	1,0073	1,0170
Paramonga Existente	138	0,9945	1,0041	1,0172
Huacho	220	0,9967	1,0038	1,0108
Zapallal	220	0,9971	0,9971	0,9984
Ventanilla	220	0,9976	0,9961	0,9961
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	0,9978	0,9867	0,9921
Chilca	220	0,9974	0,9857	0,9902
Independencia	220	0,9974	0,9920	1,0007
Ica	220	1,0033	1,0041	1,0127
Marcona	220	1,0169	1,0258	1,0337
Mantaro	220	0,9844	0,9726	0,9767
Huayucachi	220	0,9884	0,9810	0,9841
Pachachaca	220	0,9905	0,9818	0,9860
Huancavelica	220	0,9879	0,9784	0,9836
Callahuanca	220	0,9934	0,9872	0,9905
Cajamarquilla	220	0,9977	0,9946	0,9977
Huallanca	138	0,9744	0,9985	1,0256
Vizcarra	220	0,9954	0,9887	0,9969
Tingo María	220	0,9911	0,9633	0,9705
Aguaytía	220	0,9886	0,9517	0,9582
Aguaytía	60	0,9893	0,9543	0,9600
Aguaytía	22,9	0,9893	0,9532	0,9592
Pucallpa	138	0,9990	0,9756	0,9738
Pucallpa	60	1,0050	0,9769	0,9747
Aucayacu	138	0,9890	0,9629	0,9707

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Subestaciones Base	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Tocache	138	0,9890	0,9725	0,9777
Tingo María	138	0,9907	0,9586	0,9676
Huánuco	138	0,9941	0,9827	0,9786
Paragsha II	138	0,9930	0,9793	0,9879
Paragsha	220	0,9914	0,9791	0,9872
Yaupi	138	0,9817	0,9639	0,9734
Yuncan	138	0,9844	0,9639	0,9734
Yuncan	220	0,9846	0,9674	0,9765
Oroya Nueva	220	0,9906	0,9828	0,9875
Oroya Nueva	138	0,9932	0,9813	0,9943
Oroya Nueva	50	0,9919	0,9905	0,9937
Carhuamayo	138	0,9945	0,9862	0,9894
Carhuamayo Nueva	220	0,9878	0,9737	0,9819
Caripa	138	0,9948	0,9887	0,9972
Desierto	220	1,0023	0,9905	0,9970
Condorcocha	138	0,9958	0,9907	0,9988
Condorcocha	44	0,9978	0,9907	0,9988
Machupicchu	138	0,9841	1,0428	1,0009
Cachimayo	138	1,0011	1,0750	1,0331
Cusco	138	0,9996	1,0759	1,0311
Combapata	138	1,0058	1,0805	1,0500
Tintaya	138	1,0102	1,0821	1,0697
Ayaviri	138	0,9999	1,0628	1,0544
Azángaro	138	0,9945	1,0513	1,0413
San Gaban	138	0,9709	1,0576	1,0466
Juliaca	138	1,0099	1,0805	1,0710
Puno	138	1,0147	1,0918	1,0823
Puno	220	1,0151	1,0916	1,0839
Callalli	138	1,0121	1,0850	1,0788
Santuario	138	1,0119	1,0749	1,0737
Arequipa	138	1,0151	1,0806	1,0787
Socabaya	220	1,0154	1,0798	1,0777
Cerro Verde	138	1,0168	1,0513	1,0413
Repartición	138	1,0187	1,0878	1,0839
Mollendo	138	1,0208	1,0903	1,0852
Montalvo	220	1,0183	1,0950	1,0937
Montalvo	138	1,0184	1,0956	1,0947
Ilo ELP	138	1,0228	1,1046	1,1054
Botiflaca	138	1,0228	1,1043	1,1017
Toquepala	138	1,0235	1,1028	1,1061
Aricota	138	1,0222	1,0940	1,1032
Aricota	66	1,0212	1,0904	1,1028
Tacna (Los Héroe)	220	1,0207	1,1007	1,0982
Tacna (Los Héroe)	66	1,0266	1,1067	1,1012

A.2) PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) son los siguientes:

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S/./kW-mes
1	SPT de REP	2,11
2	SPT de San Gabán	0,01
3	SPT de Antamina	0,01
4	SPT de Eteselva	0,17
5	SPT de Redesur	0,79
6	SPT de Transmantaro	1,94
7	SPT de ISA	0,56
8	Cargo por Garantía por Red Principal TGP	0,00
9	Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	0,00
10	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,00
11	Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica	0,68
12	Cargo Unitario por CVOA-CMg	3,35
13	Cargo Unitario por CVOA-RSC	3,87
14	Usuarios Regulados	0,82
	Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	3,12
	Grandes Usuarios	
	Grandes Usuarios	5,45

* Los cargos del N° 1 al 13 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

** El cargo N° 14 se aplica de manera diferenciada, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, donde los Grandes Usuarios son los Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

A.3) PEAJES POR CONEXION EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del PCSPT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1, es igual a cero.

B) PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor Nodal de Energía (FNE).

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 / FNE \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 / FNE \quad (5)$$

$$PPB1 = PPB0 / FPP \quad (6)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

1.2 PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Precios en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía (FNE), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 * FNE + CBPSE \quad (7)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FNE + CBPSE \quad (8)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta,

definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

El cargo por transmisión CBPSE es aplicable en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentra definido en las Resoluciones OSINERG N° 065-2005-OS/CD, OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, en sus modificatorias o las que las sustituyan.

B) Precios en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 * FPP \quad (9)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2°.- Fijese las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁷, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

$$\text{PPM1} = \text{PPM0} * \text{FAPPM} \quad (1)$$

$$\text{FAPPM} = a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \quad (2)$$

$$\text{FTC} = \text{TC} / \text{TC}_0 \quad (3)$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPM}_0 \quad (4)$$

Cuadro N° 4

Sistema	a	b
SEIN	0,7772	0,2228

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 9 se utilizará la fórmula (7) del numeral 1.2 siguiente, reemplazando PEMP1 y PEMP0 por PPM1 y PPM0, respectivamente.

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de

¹⁷ **Artículo 46° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.**– Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC_o = Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,161 por US Dólar.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPM_o = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 191,563075.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

Para la actualización de los Precio de la Energía a Nivel Generación que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} \quad (5)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} \quad (6)$$

Para la actualización de los Precios de la Energía a Nivel Generación que se presentan en el Cuadro N° 9 de la presente resolución se hará uso de las siguientes formulas:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM} + (\text{FAPEM}-1) * \text{FC} \quad (7)$$

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM} + (\text{FAPEM}-1) * \text{FC} \quad (8)$$

Para la aplicación de estas fórmulas se tomará en consideración lo siguiente:

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} \quad (9)$$

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC_D2o}) \quad (10)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC_R6o}) \quad (11)$$

$$\text{FPGN} = \text{PGN}/\text{PGNo} \quad (12)$$

$$\text{FCB} = (\text{PCB}/\text{PCBo}) * \text{FTC} \quad (13)$$

Cuadro N° 5

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb	FC
SEIN	0,1310	0,0117	0,0908	0,6450	---	0,1215	---
SISTEMAS AISLADOS¹⁸							
Adinelsa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Chavimochic	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Edelnor	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Edelsa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Egepsa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electro Oriente	0,1890	0,0645	0,6021	---	0,1444	---	18,3644
Electro Pangoa	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electro Sur Este	0,0228	0,8751	---	---	0,1021	---	32,1273
Electro Sur Medio	0,0298	0,8558	---	---	0,1144	---	18,0614
Electro Ucayali	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electrocentro	0,1791	---	---	---	0,8209	---	1,8199
Electronorte	0,1929	0,0254	---	---	0,7817	---	1,4673
Emseusa	0,3064	0,2348	---	---	0,4588	---	0,0000
Hidrandina	0,1784	0,0041	---	---	0,8175	---	1,9256
Seal	0,0914	0,5488	---	---	0,3598	---	16,0591
Sersa	0,2177	---	0,6083	---	0,1740	---	21,4403

Donde:

- PEMP0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kW.h.
- PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema Eléctrico.
- FC = Factor de Compensación para Sistemas Aislados.
- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B2.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Biodiesel B2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del Petróleo Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

¹⁸ En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 9.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

- PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B2, en S./Gln, según el Cuadro N° 6.
- PR6 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S./Gln, según el Cuadro N° 6.
- PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.
- PCBo = Precio inicial del Carbón Bituminoso, en US\$/Ton, según el Cuadro N° 6.
- ISC_R6 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual N° 6 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC_D2 = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de petróleo Biodiesel B2 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC_R6o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial.
Plantas Callao, El Milagro y Cusco: igual a 0,52 S./Gln.
Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln
- ISC_D2o = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B2 inicial igual a 0,00 S./Gln.

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B2 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	4,36	2,97	146,47
SISTEMAS AISLADOS				
Electronorte, Emseusa	El Milagro	5,44	---	---
Electro Oriente, Sersa	Iquitos	5,9729	4,13	---
Electro Sur Medio, Hidrandina, Seal	Callao	5,38	---	---
Electro Sur Este	Cusco	5,7854	---	---

Notas:

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.¹⁹

- PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".
- PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 7,1116 S./MMBtu.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN UNITARIO AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$\begin{aligned} \text{PCSPT1} &= \text{PCSPT0} * \text{FAPCSPT} && (14) \\ \text{FAPCSPT} &= \text{l} * \text{FTC} + \text{m} * \text{FPM} + \text{n} * \text{FPal} + \text{o} * \text{FPcu} && (15) \\ \text{FPal} &= \text{Pal/Palo} && (16) \\ \text{FPcu} &= \text{Pcu/Pcuo} && (17) \end{aligned}$$

Cuadro N° 7

	l	m	n	o
SPT de REP	0,2840	0,4743	0,2367	0,0050
SPT de Éteselva	0,4408	0,2677	0,2817	0,0098
SPT de Antamina	0,5528	0,4444	---	0,0028
SPT de San Gabán	0,4664	0,5311	-	0,0025

¹⁹ **Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por D.S. 009-93-EM.-**

...
 c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

	l	m	n	o
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	1,0000	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal GNLC	1,0000	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica	1,0000	---	---	---

Donde:

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPCSPT= Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre 283,71.

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Palo = Índice inicial del precio del Aluminio 2368,72.

Para el caso de Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro se aplicará la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{CUCSS1} &= \text{CUCSS0} * \text{FAPPM} + \text{FA} && (18) \\ \text{FA} &= 0,000387 * \text{DP} * \text{FAPPM} && (19) \end{aligned}$$

Donde:

- CUCSS0 = Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- CUCSS1 = Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, actualizado, en S/./kW-mes.
- FA = Factor que refleja el incremento de potencia efectiva total de las Unidades Duales.
- DP = Potencia efectiva total de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior, en MW.

Para el caso del Cargo Unitario por Generación Adicional, el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC se aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{CA1} = \text{CA0} * \text{FA} \quad (20)$$

Donde:

- CA0 = Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo Unitario por CVOA-CMg ó Cargo Unitario por CVOA-RSC, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
- CA1 = Cargo Unitario por Generación Adicional, Cargo Unitario por CVOA-CMg ó Cargo Unitario por CVOA-RSC, actualizado, en S/./kW-mes.
- FA = Factor que se determine trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de OSINERGMIN aprobados por las Resoluciones OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, N° 001-2009-OS/CD y N° 002-2009-OS/CD, y sus modificatorias.

Los factores FTC, FPM y FAPPM son los definidos en el numeral 1.1

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y separadamente:

- a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los

factores de actualización (FAPP, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE, FACPSEE) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización, con excepción de los cargos Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, Cargo Unitario por CVOA-CMg, Cargo Unitario por CVOA-RSC y Cargo Unitario por Generación Adicional en cuyo caso se aplicará el factor que se determine trimestralmente. En el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro se actualiza cuando varíe el FAPP o la potencia efectiva total de las Unidades Duales.

- b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPP, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERGMIN con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 3°.- Fijese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 8

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	98 409	0,1393%
Chavimochic	5 849	0,0083%
Edelnor	87 310	0,1236%

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Edelsa	10 831	0,0153%
Egepsa	18 206	0,0258%
Electro Oriente	66 686 807	94,4042%
Electro Pangoa	35 189	0,0498%
Electro Sur Este	634 644	0,8984%
Electro Sur Medio	2 026	0,0029%
Electro Ucayali	52 825	0,0748%
Electrocentro	531 343	0,7522%
Electronorte	524 415	0,7424%
Emseusa	0	0,0000%
Hidrandina	325 653	0,4610%
Seal	750 823	1,0629%
Sersa	875 324	1,2391%

Artículo 4°.- Fíjese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 9

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM SI./kW-mes	PEMP ctm. SI./kW.h	PEMF ctm. SI./kW.h
Adinelsa	MT	18,97	22,18	22,18
Chavimochic	MT	18,97	22,18	22,18
Edelnor	MT	18,97	22,18	22,18
Edelsa	MT	18,97	22,18	22,18
Egepsa	MT	18,97	22,18	22,18
Electro Oriente	MT	18,97	20,42	20,42
Electro Pangoa	MT	18,97	22,18	22,18
Electro Sur Este	MT	18,97	20,62	20,62
Electro Sur Medio	MT	18,97	18,93	18,93
Electro Ucayali	MT	18,97	22,18	22,18
Electrocentro	MT	18,97	22,18	22,18
Electronorte	MT	18,97	21,95	21,95
Emseusa	MT	18,97	18,65	18,65
Hidrandina	MT	18,97	22,18	22,18
Seal	MT	18,97	21,62	21,62
Sersa	MT	18,97	20,17	20,17

Artículo 5°.- OSINERGMIN efectuará el recálculo de las compensaciones y precios contenidos en los Artículos 3° y 4° para cada Empresa Receptora, en caso se requiera, tomando en consideración las condiciones establecidas en el Artículo 3° de la Resolución Ministerial N° 117-2009-MEM/DM.

Artículo 6°.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el Artículo 29° de la Ley N° 28832, según lo establecido en el Artículo 63° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el Artículo 4° de la presente resolución, según lo establecido en el "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo 7°.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y a OSINERGMIN, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo 8°.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

Artículo 9°.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 10

Bloque	ctm. S./kVARh
Primero	1,267
Segundo	2,407
Tercero	3,549

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 10°.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Sur Este y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Electrocentro, definidos en el Cuadro N° 1).

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$FLT = PMSA / PMBEMT$$

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S./kW.h.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S./kW.h.

Artículo 11°.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas²⁰ será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Electrocentro.

Artículo 12°.- Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 79,025 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 13°.- Fíjese en US\$ 66 539 852 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 14 557 344 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

Artículo 14°.- Fíjese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) de los Sistemas que se indican, en:

²⁰ **Artículo 107° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Cuadro N° 11

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de REP	112 568 189	892 431
SPT de San Gabán	332 615	0
SPT de Antamina	312 695	0
SPT de Eteselva	9 214 027	267 844
SPT de Redesur	42 042 012	92 197
SPT de Transmantaro	103 049 679	1 606 802
SPT de ISA	29 748 133	236 010

Los Peajes por Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo 15° de la presente Resolución.

Artículo 15°.- Las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo 16°.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán a OSINERGMIN la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación con un mínimo de 15 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes por transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar del OSINERGMIN la información mencionada en el párrafo anterior.

OSINERGMIN publicará resoluciones complementarias para considerar modificaciones en el Peaje por Conexión, no contempladas al momento de emitir la presente resolución.

Artículo 17°.- En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje secundario de transmisión y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD y sus modificatorias, la Resolución OSINERGMIN N° 169-2007-OS/CD, sus modificatorias o en las que las sustituyan.

Artículo 18°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2009.

Artículo 19°.- Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

Artículo 20°.- Incorpórese los Informes N° 0151-2009-GART, N° 0139-2009-GART y N° 0140-2009-GART; Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3, como parte de la presente

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

resolución.

Artículo 21°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe

**ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo**

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Conforme lo dispone la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, están sujetas a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al Servicio Público de Electricidad, debiendo OSINERGMIN fijar anualmente los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Mediante la Ley N° 27838 de fecha 04 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación, OSINERGMIN contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A del "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se han establecido diversos criterios para la regulación que han sido tomados en cuenta en la presente fijación tarifaria, como es el caso de la comparación de precios verificando que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones que prevé la referida ley, así como los criterios aplicables a la regulación de tarifas para sistemas aislados, entre otros.

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su Reglamento y la Ley N° 27838, la Ley 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al período Mayo 2009 – Abril 2010, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

Con Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", la misma que establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra.

De otro lado, conforme lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1041, el pago de las compensaciones necesarias que garanticen la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente hagan los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, será asignado en los costos de transmisión.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD**

Asimismo, conforme lo señala la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1041, el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra.

Conforme lo señala la Norma "Compensación por Generación Adicional", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Finalmente, la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, y en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008; comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

En aplicación de la función reguladora del OSINERGMIN, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el período mayo 2009 – abril 2010. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, y que son los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN.
- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión, conforme lo disponen los Artículos 136° y 137° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- f) El cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- h) El Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- j) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- k) El Cargo Unitario por Generación Adicional.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N° 0151-2009-GART y N° 0139-2009-GART y en el Informe Legal N° 0140-2009-GART.

Anexo 3



ES COPIA AUTENTICADA

JOSE ALADZEME ROSALES
SECRETARIO GENERAL
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial Nº172-2006-MEM/DM

Lima, 31 de marzo 2006

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 05 de setiembre de 2002 Red de Energía del Perú S.A. y el Estado Peruano suscribieron el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR (en adelante el Contrato de Concesión), el cual fue modificado mediante Minuta suscrita el 31 de marzo de 2006 con el objeto de introducir mecanismos que hagan viable la inversión en Ampliaciones por parte de la Sociedad Concesionaria y atenúen las limitantes originarias de las que adolece el Contrato de Concesión para el tratamiento de Ampliaciones;

Que, en el numeral 8.1.5 de la Cláusula Octava del Contrato, las Partes han previsto la ejecución de Ampliaciones incluidas en el Programa de Equipamiento; y, cumpliendo con lo estipulado en el mencionado numeral, las Partes han convenido la suscripción de la Primera Cláusula Adicional al Contrato para la ejecución de la Ampliación N° 1, que comprende el "Proyecto de Construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP";

Estando a lo dispuesto en el inciso f) del artículo 30° del Reglamento del Texto Único Ordenado de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al Sector Privado de las obras públicas de infraestructura y de servicio públicos, aprobado por el Decreto Supremo N° 060-96-PCM, y en los incisos g) y j) del artículo 10° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2003-EM;

Con la opinión favorable del Vice – Ministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el texto de la Minuta que contiene la Primera Cláusula Adicional al Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR, a que se refiere la parte considerativa de la presente Resolución Ministerial, para la ejecución de la Ampliación N° 1, que comprende el "Proyecto de Construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP".

Artículo 2°.- Autorizar al Vice – Ministro de Energía para que, en representación del Ministerio de Energía y Minas en calidad de Concedente, suscriba en nombre del Estado, la Minuta y la Escritura Pública correspondiente.

Regístrese y comuníquese.

GLDOMIRO SÁNCHEZ MEJÍA
Ministro de Energía y Minas



SEÑOR NOTARIO:

Sírvase usted extender en su Registro de Escrituras Públicas, una en la que conste la Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones (en adelante, Cláusula Adicional) en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR" (en adelante, el Contrato) que otorgan, de una parte, el Estado Peruano (en adelante, el Concedente) que actúa a través del Ministerio de Energía y Minas, con domicilio en Av. Las Artes N° 260, San Borja, provincia y departamento de Lima, debidamente representado por el Viceministro de Energía, Sr. Juan Miguel Cayo Mata, identificado con DNI. N° 07817313, debidamente facultado mediante Resolución Ministerial N° 172-2006-MEM/DM de fecha 31 de marzo de 2006; y de la otra, Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, la Sociedad Concesionaria), inscrita en la Partida N° 11393349 del Registro de Personas Jurídicas del Registro de Público de Lima, con domicilio en Av. Canaval y Moreyra N° 522, Piso 11, San Isidro, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por su Gerente General, Sr. Carlos Ariel Naranjo Valencia, identificado con Carné de Extranjería N° 000156763, según poder que consta en la misma partida registral que la Sociedad Concesionaria; en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA.- Con fecha 05 de setiembre de 2002 las Partes suscribieron el Contrato, el cual fue modificado mediante Minuta suscrita el 31 de marzo de 2006 para el tratamiento de las Ampliaciones. En el numeral 8.1.5 de la Cláusula Octava del Contrato las Partes han previsto la ejecución de Ampliaciones incluidas en el Programa de Equipamiento.

SEGUNDA.- Al amparo del mencionado numeral 8.1.5, las Partes acuerdan la ejecución de la Ampliación que comprende el: "Proyecto de Construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP", (en adelante, Ampliación N° 1) en los términos y condiciones que a continuación se indican:

1. Descripción de la Ampliación N° 1

La Descripción General de la Ampliación N° 1 está contenida en el Anexo 1, el cual forma parte integrante de la presente Cláusula Adicional.

2. Cronograma y Plazos de Ejecución

La Ampliación N° 1 deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor de quince (15) meses, contados a partir de la Fecha de Suscripción de la presente Cláusula Adicional.

El Cronograma de actividades, desde la suscripción de la presente Cláusula Adicional hasta la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 1, se incluye como Anexo 2, en el cual se consideran los siguientes hitos:

- a) Puesta a disposición de una celda de conexión 220 kV para llevar la energía necesaria para las pruebas del primer grupo de la Central Termoeléctrica de Globeleq al SEIN ("back feed"): En un plazo entre 12,5 y 13,5 meses contados a partir de la suscripción de la presente Cláusula Adicional. El plazo definitivo para este hito será fijado como resultado de la licitación abierta al público en general para el Diseño, Suministro, Construcción y Montaje de la S.E. Chilca REP.

- b) Puesta en servicio de la subestación Chilca REP: 13,5 meses contados a partir de la suscripción de la presente Cláusula Adicional.

La Sociedad Concesionaria deberá presentar al Concedente, el Cronograma detallado en períodos mensuales de la programación de las actividades de la ejecución de la Ampliación N° 1 dentro de los noventa (90) días posteriores a la fecha de suscripción de la presente Cláusula Adicional.

La Sociedad Concesionaria podrá realizar modificaciones al Cronograma, siempre y cuando tales modificaciones no impliquen una prórroga del Plazo estipulado para la puesta en Operación Comercial de la Ampliación N° 1, ni los plazos señalados en los literales a) y b) que anteceden. Dichas modificaciones deben ser comunicadas oportunamente por escrito al Concedente.

Para el cumplimiento de este plazo resulta esencial la cooperación del Concedente en los aspectos establecidos en el numeral 9 de la presente Cláusula Adicional.

El Concedente excepcionalmente podrá dar su conformidad por escrito a la adjudicación de alguna licitación abierta al público en general, en la que participe o formule propuestas u ofertas un único proveedor.

Si sobre la base de la correspondencia presentada por los Postores, la Sociedad Concesionaria determina que una licitación abierta al público en general tiene el riesgo de quedar desierta en razón que los plazos exigidos para cumplir con los Hitos a) y/o b) de este numeral no pueden ser cumplidos por los Postores, lo comunicará de inmediato al Concedente para que ambas Partes evalúen la necesidad de prorrogar o no los plazos para cumplir con dicho Hito. Para estos efectos, la Sociedad Concesionaria se obliga a remitir al Concedente, en cualquier momento y a su sola solicitud, copia de la correspondencia que reciba de los Postores, sin limitación alguna.

3. Valor estimado de la inversión

De conformidad a lo establecido en el numeral 4.2 del Anexo 7 del Contrato, y el Anteproyecto de Ingeniería presentado por la Sociedad Concesionaria, el valor estimado de la inversión de la Ampliación asciende a un monto de US \$30 973 825 (Treinta Millones Novecientos Setenta y Tres Mil Ochocientos Veinte y Cinco Dólares de los Estados Unidos de América), sin incluir el IGV.

Adicionalmente, las Partes estiman los costos de reasentamientos de edificaciones y variantes técnicas para solucionar los problemas asociados a las servidumbres de las líneas L-2208 y L-2090, en la suma de US \$5 189 790 (Cinco Millones Ciento Ochenta y Nueve Mil Setecientos Noventa Dólares de los Estados Unidos de América), sin incluir el IGV. Los costos auditados para la solución de los problemas de servidumbres serán considerados en su totalidad como parte del Valor de la Inversión.

El detalle de los montos antes indicados se incluye en el Anexo 3.

4. Obligaciones de la Sociedad Concesionaria

La Sociedad Concesionaria está obligada a ejecutar la Ampliación N° 1 bajo su entera responsabilidad, dentro de los plazos estipulados en el Cronograma.

Las responsabilidades de la Sociedad Concesionaria incluyen, sin ser limitativos, las siguientes:

- a) La elaboración de la Ingeniería de la Ampliación N° 1.
- b) La elaboración de los estudios de impacto ambiental que correspondan conforme a las Leyes Aplicables.
- c) La licitación abierta al público en general de suministros y obras, según lo establecido en la cláusula 4.2 del Anexo N° 7 del Contrato.
- d) La obtención de las autorizaciones y/o permisos que sean requeridos, de conformidad con las Leyes Aplicables.
- e) La obtención de las servidumbres administrativas que sean necesarias, conforme a las Leyes Aplicables.
- f) La contratación y ejecución de las obras.
- g) Trámites de aprobación con el COES y otras entidades, de conformidad con las Leyes Aplicables.
- h) Las pruebas y puesta en servicio de las instalaciones que conforman la Ampliación N° 1.
- i) La liquidación de los contratos de suministro y obras.
- j) La contratación del Auditor que indique el Concedente conforme al Contrato.
- k) Durante la ejecución de la Ampliación N° 1, la Sociedad Concesionaria garantizará la operación de por lo menos dos circuitos entre Chilca y San Juan, para una disponibilidad no menor de 98%.

5. Inspección por parte del Concedente

De conformidad con lo estipulado en el numeral 8.1.5 del Contrato, el Concedente efectuará la inspección del proceso de licitación abierta al público en general que lleve a cabo la Sociedad Concesionaria para la contratación de los suministros y obras, así como la inspección de la ejecución, pruebas y puesta en servicio de las instalaciones que conformará la Ampliación N° 1.

El Concedente podrá efectuar la inspección a través de empresas especializadas (en adelante, denominados los Inspectores). El Concedente efectuará el proceso de selección y contratación de los Inspectores, en el marco de las disposiciones de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado.

La Sociedad Concesionaria proporcionará todas las facilidades requeridas por los Inspectores para el cumplimiento de sus funciones, incluyendo, sin ser limitativos, las siguientes:

- a) El acceso a los documentos, informes, planos, lugar de trabajo de la Sociedad Concesionaria o del equipo de trabajo a cargo del desarrollo de la ingeniería de la Ampliación N° 1, instalaciones físicas y otros que sean requeridos, durante el desarrollo del diseño de ingeniería.
- b) La documentación para los procesos de licitación abierta al público en general de suministros y obras incluyendo los documentos, informes, planos y otros, relacionados con la ingeniería del proyecto.
- c) Los Contratos suscritos con los contratistas de suministros y obras.

- d) Los cuadernos de obras.
- e) La programación de actividades principales de los contratistas de suministros y obras.
- f) La programación de las actividades contratadas o ejecutadas directamente por la Sociedad Concesionaria.
- g) Los protocolos de pruebas
- h) Los programas de pruebas.
- i) Acceso a las instalaciones involucradas en la ejecución de la Ampliación N° 1.

Para la entrega de la información que sea solicitada por los Inspectores, la Sociedad Concesionaria no exigirá ninguna comunicación formal por parte del Concedente. Toda solicitud de información que efectúen los Inspectores deberá ser atendida por la Sociedad Concesionaria dentro de plazos razonables, de manera que no se afecte negativamente el avance de las actividades de los Inspectores.

Las recomendaciones emitidas por los Inspectores serán comunicadas formalmente por el Concedente a la Sociedad Concesionaria. Dentro del plazo máximo de ocho (08) días útiles de recibidas las mismas, la Sociedad Concesionaria comunicará al Concedente las soluciones que considere pertinentes.

6. Puesta en Operación Comercial

Una vez concluida la ejecución de la Ampliación N° 1, la Sociedad Concesionaria efectuará las pruebas de recepción de la Ampliación N° 1, en presencia de los Inspectores.

A la finalización exitosa de las pruebas de recepción de la Ampliación N° 1, las Partes suscribirán un documento que así lo acredite (el "Acta de Pruebas"). La fecha de la Puesta en Operación Comercial de la Ampliación N° 1 será la fecha del Acta de Pruebas.

7. Penalidades

De existir retraso en el cumplimiento del plazo estipulado en el primer párrafo del numeral 2 de la Cláusula Segunda de la presente Cláusula Adicional por parte de la Sociedad Concesionaria, se aplicarán las penalidades establecidas a favor del Concedente según se indica a continuación:

Días de atraso en la Puesta en Operación Comercial de la Ampliación N° 1:	Monto de la penalidad
a. Desde 1 día hasta 30 días de atraso	US \$ 6 000,00 por día
b. Entre 31 y 180 días de atraso	US \$ 9 000,00 por día
c. A partir de los 181 días de atraso hasta la Puesta en Operación Comercial	US \$ 12 000,00 por día

De existir retraso en el cumplimiento del plazo establecido para el Hito a), estipulado en el numeral 2 de la Cláusula Segunda de la presente Cláusula

Adicional, se aplicarán las penalidades establecidas a favor del Concedente según se indica a continuación, salvo que el primer grupo de la Central Termoeléctrica de Globeleq no se encuentre apto para la conexión al SEIN; en tal caso las penalidades se aplicarán a partir de que los Inspectores designados por el Concedente verifiquen que dicho grupo se encuentre apto para su conexión al sistema:

Días de atraso en el plazo del Hito a):	Monto de la penalidad
a. Desde 1 día hasta 30 días de atraso	US \$ 3 000,00 por día
b. Entre 31 y 180 días de atraso	US \$ 4 500,00 por día
c. A partir de los 181 días de atraso hasta la Puesta en Operación Comercial de la Ampliación N° 1	US \$ 6 000,00 por día

8. Empresas Auditoras

Conforme a lo dispuesto en el último párrafo de la sección a) del numeral 4.2 del Anexo N° 7 del Contrato, la terna de empresas auditoras independientes para la auditoria del Valor de la Inversión, está constituida por las siguientes empresas:

- Oscar Caipo y Asociados, representante de KPMG
- Medina, Zaldivar, Paredes y Asociados, representante de Ernst & Young
- Gris Hernandez y Asociados, representante de Deloitte & Touche

Dentro del plazo de dos (02) meses contados desde la Fecha de Suscripción de la presente Cláusula Adicional, el Concedente comunicará a la Sociedad Concesionaria cual es la empresa auditora que tendrá a su cargo la auditoria (en adelante, el Auditor).

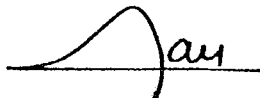
Dentro del plazo de un (01) mes contado desde la fecha de la comunicación indicada en el párrafo que antecede, el Auditor deberá acordar con la Sociedad Concesionaria la estructura de la información necesaria para la Auditoria, la forma de mantener los registros contables relacionados con la ejecución de la Ampliación N° 1, la organización de la documentación de soporte y la forma de mantener la documentación de soporte para la distribución de gastos indirectos a los proyectos o entre proyectos.

Con una periodicidad trimestral contada desde la fecha del acuerdo a que se refiere el párrafo que antecede, el Auditor deberá revisar la información referida a la ejecución de la Ampliación N° 1 y podrá dar recomendaciones a la Sociedad Concesionaria para el mejor desarrollo del trabajo de auditoria.

El Auditor deberá entregar su informe en un plazo máximo de tres (03) meses contado desde la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Ampliación N° 1.

9. Suspensión de plazo

El Concedente, realizará los esfuerzos que sean necesarios para que la Sociedad Concesionaria obtenga las autorizaciones y permisos, en general, incluyendo los ambientales, que se requiera para la construcción y operación del Proyecto,

 5

tomando en cuenta lo estipulado en el numeral 6.5 de la Cláusula Sexta del Contrato.

Los casos de Fuerza Mayor y sus efectos se regulan por lo estipulado en la Cláusula Décimo Sexta del Contrato. Para efectos de su aplicación a la presente Cláusula Adicional, se entenderá por "la prestación del Servicio" la ejecución de las obras según el Cronograma establecido, y por "Plazo del Contrato de Concesión" el plazo estipulado para la puesta en operación comercial de la Ampliación N° 1. Para estos efectos se entiende como actos de Gobierno, a que refiere el numeral 16.2 (v) del Contrato, los actos de cualquier Autoridad Gubernamental. Para efectos de la presente Cláusula Adicional, no será de aplicación el numeral 16.6 del Contrato.

10. Disposición de los bienes retirados

Los Bienes de la Concesión que sean retirados como consecuencia de la ejecución de la Ampliación N° 1, serán devueltos al Concedente, quien designará, dentro de la provincia de Lima, el lugar de entrega. Los costos asociados a la devolución de los Bienes, serán considerados como parte del Valor de la Inversión.

Agregue usted, señor Notario, las cláusulas de ley, efectúe los insertos correspondientes, en especial el texto de la Resolución Ministerial N° 172-2006-MEM/DM, y pase los partes al Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos del Registro de la Propiedad Inmueble para su debida inscripción.

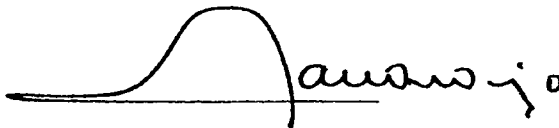
La presente Minuta es suscrita por las Partes en tres (03) ejemplares de un mismo tenor, en la ciudad de Lima, a los 31 días del mes de marzo de 2006.

Por el **CONCEDENTE**



Ministerio de Energía y Minas
Sr. Juan Miguel Cayo Mata
DNI N° 07817313

Por la **SOCIEDAD CONCESIONARIA**



Red de Energía del Perú S.A.
Sr. Carlos Ariel Naranjo Valencia
CE N° 000156763



ANEXO 1

Descripción General de la Ampliación N° 1

SUBESTACIÓN CHILCA Y AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LAS LÍNEAS EXISTENTES L-2208 y L-2090 EN EL TRAMO SAN JUAN - CHILCA

1. Alcance

Sobre la base del Anteproyecto de Ingeniería presentado por la Sociedad Concesionaria denominado "Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad líneas de transmisión L-2090 y L-2208 tramos San Juan – Chilca REP, la Ampliación N° 1 comprende:

- Instalación de la segunda terna de la línea L-2208 en el tramo San Juan – Chilca, para operar en paralelo con la primera terna haciendo uso de la misma celda y conformar así un único circuito de mayor capacidad.
- Conversión de la línea L-2090, de una simple terna a una doble terna, en el tramo San Juan – Chilca.
- Ampliación de la subestación San Juan para permitir la conexión de la segunda terna mencionada en el punto anterior.
- Construcción de una subestación en el distrito de Chilca ("Subestación Chilca REP") para permitir la conexión de las centrales de generación y subestaciones de transformación que se ubiquen en la zona.
- Modificaciones menores necesarias en las siguientes Subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica.

2. Ubicación

Las instalaciones comprendidas en la Ampliación N° 1 se ubican principalmente entre la Subestación San Juan y el distrito de Chilca. La subestación Chilca REP se ubicará a la altura del km 60 de la Carretera Panamericana Sur.

3. Justificación

Esta Ampliación, que significa un incremento en la capacidad del Sistema de Transmisión, ha surgido como consecuencia del desarrollo de proyectos de generación en la zona de Chilca (ENERSUR, GLOBELEQ y otras) y la necesidad de la conexión de subestaciones de demanda (Luz del Sur).

4. Descripción de la Ampliación N° 1

4.1 Instalación de la segunda terna en la actual línea L-2208 en el tramo San Juan – Chilca, para operar en paralelo con la primera terna haciendo uso de la misma celda y conformar así un único circuito de mayor capacidad, lo que comprende:

- Reforzamiento de estructuras existentes para instalación de segunda terna y aumento de capacidad de la primera terna a 180 MVA.

ANEXO 1

Descripción General de la Ampliación N° 1

SUBESTACIÓN CHILCA Y AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LAS LÍNEAS EXISTENTES L-2208 y L-2090 EN EL TRAMO SAN JUAN - CHILCA

1. Alcance

Sobre la base del Anteproyecto de Ingeniería presentado por la Sociedad Concesionaria denominado "Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad líneas de transmisión L-2090 y L-2208 tramos San Juan – Chilca REP, la Ampliación N° 1 comprende:

- Instalación de la segunda terna de la línea L-2208 en el tramo San Juan – Chilca, para operar en paralelo con la primera terna haciendo uso de la misma celda y conformar así un único circuito de mayor capacidad.
- Conversión de la línea L-2090, de una simple terna a una doble terna, en el tramo San Juan – Chilca.
- Ampliación de la subestación San Juan para permitir la conexión de la segunda terna mencionada en el punto anterior.
- Construcción de una subestación en el distrito de Chilca ("Subestación Chilca REP") para permitir la conexión de las centrales de generación y subestaciones de transformación que se ubiquen en la zona.
- Modificaciones menores necesarias en las siguientes Subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica.

2. Ubicación

Las instalaciones comprendidas en la Ampliación N° 1 se ubican principalmente entre la Subestación San Juan y el distrito de Chilca. La subestación Chilca REP se ubicará a la altura del km 60 de la Carretera Panamericana Sur.

3. Justificación

Esta Ampliación, que significa un incremento en la capacidad del Sistema de Transmisión, ha surgido como consecuencia del desarrollo de proyectos de generación en la zona de Chilca (ENERSUR, GLOBELEQ y otras) y la necesidad de la conexión de subestaciones de demanda (Luz del Sur).

4. Descripción de la Ampliación N° 1

4.1 Instalación de la segunda terna en la actual línea L-2208 en el tramo San Juan – Chilca, para operar en paralelo con la primera terna haciendo uso de la misma celda y conformar así un único circuito de mayor capacidad, lo que comprende:

- Reforzamiento de estructuras existentes para instalación de segunda terna y aumento de capacidad de la primera terna a 180 MVA.

- Construcción de variantes en algunos de los tramos de la línea que tienen faja de servidumbre ocupada y para la conexión a la futura subestación Chilca.
- Montaje de la segunda terna en 220 kV con una capacidad de 180 MVA entre la Subestación San Juan y la subestación Chilca REP para conformar un circuito de doble conductor por fase, con una capacidad final de transmisión de 2x180 MVA.

4.2 Conversión de la actual línea L-2090, de una simple terna a una doble terna, en el tramo San Juan – Chilca, que comprende:

- Desmontaje de la línea L-2090 en el tramo San Juan - Chilca.
- Construcción, en la faja de servidumbre de la L-2090, de una nueva línea de transmisión 220 kV de dos ternas de doble conductor por fase cada una en estructura metálica, con una capacidad de transmisión de 350 MVA cada terna.
- Construcción de variantes para algunos tramos que tiene la faja de servidumbre ocupada y para la conexión a la futura subestación Chilca.

4.3 Ampliación subestación San Juan, que comprende:

- Instalación de una celda de línea 220 kV para el circuito adicional en el tramo San Juan - Chilca.
- Acondicionamiento de las instalaciones de la Subestación San Juan para la nueva capacidad de transmisión a conectarse en esta barra, tales como conductores de barras, transformadores de medida, sala de control, servicios auxiliares, comunicaciones, entre otros.

4.4 Construcción Subestación Chilca REP, que comprende:

- Construcción de una subestación en Chilca, del tipo exterior de doble barra con función de transferencia, prevista con disposición para 18 (dieciocho) celdas en 220 kV y una celda adicional para un seccionamiento de barras y con área disponible para transformación 220 kV/500 kV y patio en 500 kV con espacio para 06 (seis) celdas (2 de transformación, 1 acople y 3 líneas 500kV).
- En la Ampliación N° 1 se dispondrá del equipamiento de 10 (diez) celdas en 220 kV y una celda 220 kV de acoplamiento de barras, así como el de los sistemas de control, protección, medición, telecomunicaciones y los demás que resulten necesarios para la operación.
- Obras civiles necesarias.

4.5 Modificaciones menores necesarias en las siguientes Subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica, que comprende:

- Cambio de transformadores de corriente en los niveles de 220 kV y 60 kV, debido al aumento de potencia de cortocircuito, de acuerdo con los resultados del "Análisis de Sistema de Transmisión en 220 kV asociado a la nueva generación térmica a gas natural al sur de Lima".

Cy

Jau

ANEXO 2

Proyecto de Construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP

ID	Task Name	Dur	Comienzo	Fin previsto	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	
0	PROYECTOS REP SAN JUAN - CHILCA	448 d	30 mar	20 jun																		
1	Inicio Firma Clausula Especifica con MINEM	1 d	30 mar	30 mar																		
2	LÍNEA 2208 a 220 KV (Segundo circuito)	301 d	31 mar	28 ene																		
3	Revisión de diseño, inventarios	20 d	31 mar	19 abr																		
4	Contratación suministros, obras civiles, montaje y PES	113 d	31 mar	21 jul																		
21	Elaboración Plan de Manejo Ambiental	133 d	31 mar	10 ago																		
35	Ejecución Contrato Suministros, Obras Civiles y Montaje	188 d	22 jul	28 ene																		
36	Suministros	108 d	22 jul	06 nov																		
76	Obras civiles	33 d	25 sep	27 oct																		
80	Montaje	135 d	13 sep	25 ene																		
88	Ejecución PMA LINEA	129 d	28 ago	01 ene																		
95	Predios, asfildumbres y negociación de datos	100 d	11 oct	18 ene																		
104	SUBESTACIÓN CHILCA Y AMPLIACIÓN SE SAN JUAN A 220 KV	405 d	31 mar	09 may																		
105	Contratación diseño, suministros, obras de las subestaciones	43 d	31 mar	12 may																		
117	Ejecución Contrato Diseño, Suministros, Construcción, Pruebas y Puesta en Servicio	362 d	13 may	09 may																		
118	Ejecución Diseño	90 d	13 may	10 ago																		
131	Suministro Equipos	205 d	28 may	18 dic																		
221	Obra CIVIL	199 d	22 jun	01 ene																		
228	Montaje	150,75 d	30 nov	29 abr																		
235	Pruebas y puesta en servicio subestacion	41,25 d	29 mar	08 may																		
237	Pruebas Individuales y Funcionales	25,25 d	30 mar	24 abr																		
247	Pruebas de Integración con Centro de Control de REP	19 d	25 abr	04 may																		
248	Medición parametros y Pruebas End to End	3 d	05 may	07 may																		
249	Puesta en Servicio y Energización por Celada	2 d	08 may	08 may																		
250	Pruebas en operación comercial para Celada Provisional (Back feed) Campo Globalised	11 d	29 mar	09 abr																		
261	Pruebas Individuales y Funcionales	7 d	29 mar	05 abr																		
262	Integración con Centro de Control	3 d	05 abr	08 abr																		
263	Puesta en Servicio y Energización Provisional	1 d	08 abr	08 abr																		
284	LÍNEA 2207 a 220 KV Doble circuito (Línea Nueva)	447 d	31 mar	20 jun																		
285	Contratación diseño, Línea	85 d	31 mar	23 jun																		
286	Ejecución del Diseño REP	174,5 d	08 jun	28 nov																		
324	Contratación suministros, obras civiles, montaje y desmontaje	142 d	02 jul	21 nov																		
325	Línea																					
326	Ejecución Contrato Suministros, Obra CIVIL, Montaje y Suministros	211 d	22 nov	20 jun																		
327	Desmontaje Línea	146 d	23 nov	16 abr																		
328	Obra civil	188 d	12 dic	28 may																		
385	Montaje Nueva Línea	57,25 d	15 mar	20 jun																		
393	Desmontaje Línea existente	96,25 d	26 ene	02 may																		
399	Ejecución PMA LINEA	186 d	12 dic	17 jun																		
406																						

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

ANEXO 3

Valor estimado de la inversión y previsión para solución de problemas de
servidumbre

	COMPONENTES	(USD)
1	Suministro, obra civil y montaje	25 656 571
1.1	Segundo circuito de la línea L2208 y reforzamiento del circuito existente para tener una capacidad final de 2x180 MVA	1 682 290
1.2	Desmontaje de la línea L-2090 e instalación de una nueva línea, doble circuito, con capacidad de 350 MVA por circuito, en la faja de servidumbre de la línea L-2090	10 948 477
1.3	Ampliación Subestación San Juan: una celda de 220 kV y acondicionamiento de las instalaciones existentes	2 188 102
1.4	Construcción de la Subestación Chilca, con 11 celdas de 220 kV y previsión de terreno para patio de 500 kV	9 493 349
1.5	Modificaciones menores en las Subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica	1 344 353
2	Estudios, diseños y gastos Generales	2 794 211
3	Gerenciamiento supervisión e inspección	2 523 043
	Total valor estimado de la inversión	30 973 825
4	Previsión para solución de problemas de servidumbre	
4.1	Variantes técnicas	4 610 138
4.2	Reasentamientos	579 652
	Total previsión	5 189 790

Cy

Jay

Anexo 4

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

K = 14601

ESCRITURA NUMERO:

QUINIENTOS TRECE

M.N° 513

MODIFICACIÓN A LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL POR AMPLIACIONES
EN EL MARCO DEL "CONTRATO DE CONCESIÓN DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN ELECTRICA ETECEN - ETESUR"

QUE OTORGA DE UNA PARTE

"ESTADO PERUANO"

Y DE LA OTRA PARTE

"RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A."

EN LA CIUDAD DE LIMA, PERU, A LOS QUINCE DIAS DEL MES DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL OCHO, ANTE MI, **SANTOS ALEJANDRO COLLANTES BECERRA**, ABOGADO - NOTARIO DE LIMA, COMPARECEN: = = = = =

PEDRO - GAMIO - AITA, DE NACIONALIDAD PERUANA, QUIEN MANIFIESTA SER DE ESTADO CIVIL CASADO, DE PROFESION U OCUPACION ABOGADO, IDENTIFICADO CON DOCUMENTO NACIONAL DE IDENTIDAD NUMERO 07818376, SEÑALANDO DOMICILIO PARA LOS EFECTOS LEGALES DE LA PRESENTE ESCRITURA PUBLICA EN AVENIDA LAS ARTES SUR NUMERO 260, DEL DISTRITO DE SAN BORJA, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LIMA; PROCEDE EN REPRESENTACION DEL "MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS" EN SU CALIDAD DE VICEMINISTRO DE ENERGIA, FACULTADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL NUMERO 169-2008-MEM/DM DE FECHA 08 DE ABRIL DE 2008, Y A QUIEN IDENTIFICO, DE LO QUE DOY FE. = = = = =

CARLOS - ARIEL - NARANJO - VALENCIA, DE NACIONALIDAD COLOMBIANA, QUIEN MANIFIESTA SER DE ESTADO CIVIL CASADO, DE PROFESION U OCUPACION INGENIERO, IDENTIFICADO CON CARNET DE EXTRANJERIA NUMERO 000156763, SEÑALANDO DOMICILIO PARA LOS EFECTOS LEGALES DE LA PRESENTE ESCRITURA PUBLICA EN AVENIDA CANAVAL Y MOREYRA NUMERO 522, PISO 11, DEL DISTRITO DE SAN ISIDRO, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LIMA; PROCEDE EN REPRESENTACION DE "RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.", FACULTADO SEGUN PODER INSCRITO EN LA PARTIDA NUMERO 11393349 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS DE LIMA, Y A QUIEN IDENTIFICO, DE LO QUE DOY FE. = = = = =

LOS COMPARECIENTES SON MAYORES DE EDAD, INTELIGENTES EN EL IDIOMA CASTELLANO, QUIENES SE OBLIGAN CON CAPACIDAD, LIBERTAD Y CONOCIMIENTO SUFICIENTES, DE CONFORMIDAD CON EL EXAMEN QUE LES HE EFECTUADO, SE HALLAN INSTRUIDOS SEGUN EL

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

ARTICULO VEINTISIETE DE LA LEY DEL NOTARIADO Y ME ENTREGAN UNA MINUTA FIRMADA Y AUTORIZADA POR ABOGADO, LA MISMA QUE ARCHIVO EN SU LEGAJO RESPECTIVO BAJO EL NUMERO DE ORDEN CORRESPONDIENTE, DE LO QUE DOY FE Y CUYO TENOR LITERAL ES COMO SIGUE: = = = = =

MINUTA: SEÑOR NOTARIO: S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA. = = = = =

SÍRVASE USTED EXTENDER EN SU REGISTRO DE ESCRITURAS PÚBLICAS, UNA EN LA QUE CONSTE LA MODIFICACIÓN A LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL POR AMPLIACIONES EN EL MARCO DEL "CONTRATO DE CONCESIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELECTRICA ETECEN - ETESUR" (EN ADELANTE, EL CONTRATO) QUE OTORGAN, DE UNA PARTE, EL ESTADO PERUANO (EN ADELANTE EL CONCEDENTE) QUE ACTÚA A TRAVES DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, CON DOMICILIO EN AV. DE LAS ARTES SUR N° 260, SAN BORJA, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LIMA, DEBIDAMENTE REPRESENTADO POR EL VICEMINISTRO DE ENERGÍA, SR. PEDRO GAMIO AITA, IDENTIFICADO CON DNI N° 07818376, DEBIDAMENTE FACULTADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 169-2008-MEM/DM DE FECHA 08 DE ABRIL DE 2008; Y DE LA OTRA, RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. (EN ADELANTE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA), INSCRITA EN LA PARTIDA N° 11393349 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURÍDICAS DEL REGISTRO PÚBLICO DE LIMA, CON DOMICILIO EN AV. CANAVAL Y MOREYRA N° 522, PISO 11, SAN ISIDRO, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LIMA, DEBIDAMENTE REPRESENTADA POR SU GERENTE GENERAL, SR. CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, IDENTIFICADO CON CARNE DE EXTRANJERÍA N° 000156763, SEGÚN PODER QUE CONSTA EN LA MISMA PARTIDA REGISTRAL QUE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA; EN LOS TERMINOS Y CONDICIONES SIGUIENTES: = = = = =

PRIMERA.- POR RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 172-2006-MEM/DM DE FECHA 31 DE MARZO DE 2006 FUE APROBADO EL TEXTO DE LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL POR AMPLIACIONES SUSCRITA EL 31 DE MARZO DE 2006, ELEVADA A ESCRITURA PÚBLICA EL 27 DE ABRIL DEL 2006 E INSCRITA EN EL ASIENTO B00009 DE LA PARTIDA ELECTRÓNICA N° 11447733 DEL REGISTRO DE PROPIEDAD INMUEBLE DE LIMA, MEDIANTE LA CUAL LAS PARTES ACORDARON LA EJECUCIÓN DE LA AMPLIACIÓN QUE COMPRENDE EL "PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN CHILCA REP Y AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES L-2090 Y L-2208 EN LOS TRAMOS DESDE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN HASTA LA FUTURA SUBESTACIÓN CHILCA REP", (EN ADELANTE, AMPLIACIÓN N° 1). = = = = =

EN EL NUMERAL 2 DE LA CLÁUSULA SEGUNDA DE LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL POR AMPLIACIONES SE ESTIPULÓ QUE LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

AMPLIACIÓN N° 1 SE EFECTUARÍA EN QUINCE (15) MESES CONTADOS A PARTIR DE LA FECHA DE SUSCRIPCIÓN DE LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL POR AMPLIACIONES, ES DECIR EL 30 DE JUNIO DE 2007. = = = = =

MEDIANTE CARTA GG-169-2007 DEL 25 DE JUNIO DE 2007, LA SOCIEDAD CONCESIONARIA SOLICITÓ AL CONCEDENTE AMPLIAR EL PLAZO DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA AMPLIACIÓN N° 1 HASTA OCHO (08) DÍAS CALENDARIO, INVOCANDO CAUSAL DE FUERZA MAYOR, DEBIDO A LA HUELGA LLEVADA A CABO POR EL SINDICATO DE TRABAJADORES DE CONSTRUCCIÓN CIVIL DE LIMA Y BALNEARIOS, QUE PROVOCÓ UNA PARALIZACIÓN DE LAS OBRAS DE DIEZ (10) DÍAS. = = = = =

COMO PARTE DE LAS ACTIVIDADES DE LA AMPLIACIÓN N° 1, LA SOCIEDAD CONCESIONARIA EFECTUÓ UN ESTUDIO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD ACTUAL DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN Y DEFINIR SI ERAN NECESARIAS OBRAS DE REPOTENCIACIÓN (EN ADELANTE, EL ESTUDIO), EN RAZÓN DEL INCREMENTO PROYECTADO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y FLUJOS DE POTENCIA PROVENIENTES DE LAS NUEVAS PLANTAS DE GENERACIÓN TERMICA A CONECTARSE EN LA SE CHILCA REP EN EL PERIODO 2006 - 2009. = = = = =

AL RESPECTO, EL ESTUDIO CONCLUYÓ QUE ERA NECESARIA UNA REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN QUE COMPRENDA EL CAMBIO DE AISLADORES, CABLES, HERRAJES Y ACCESORIOS DEL SISTEMA DE BARRAS, REFORZAMIENTO ESTRUCTURAL DE LAS FUNDACIONES DE LAS COLUMNAS DE PÓRTICOS Y PEDESTALES, EXCAVACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LAS ZAPATAS DE LAS FUNDACIONES, TODO LO CUAL IMPLICA MAYORES ALCANCES DE OBRAS, COSTO Y TIEMPO QUE LOS PREVISTOS EN LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL. = = = = =

CON LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO, Y LUEGO DE LA REVISIÓN POR PARTE DE LOS INSPECTORES DESIGNADOS POR EL CONCEDENTE, LA SOCIEDAD CONCESIONARIA ESTABLECIÓ UN PRESUPUESTO ESTIMADO DE US \$ 772 619,00 (SETECIENTOS SETENTA Y DOS MIL SEISCIENTOS DIECINUEVE Y 00/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA) SIN INCLUIR EL IGV, PARA LA REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN, SUMA NO CONSIDERADA EN EL VALOR ESTIMADO DE LA INVERSIÓN DE LA AMPLIACIÓN N° 1. = = = = =

NO OBSTANTE LAS ACTIVIDADES PENDIENTES PARA CONCLUIR LOS TRABAJOS PARA LA REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN QUE SURGIERON DEL ESTUDIO, TODOS LOS DEMÁS COMPONENTES COMPRENDIDOS EN EL ESQUEMA ORIGINAL DE LA AMPLIACIÓN N° 1 SE ENCONTRABAN CONCLUIDOS Y PRESTANDO EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN SIN RESTRICCIONES DESDE EL 03 DE JULIO

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
 NOTARIO DE LIMA

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

DE 2007, TRANSPORTANDO LA PRODUCCIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN LOCALIZADAS EN LA ZONA DE CHILCA, ASÍ COMO LOS FLUJOS DE POTENCIA PROVENIENTES DE CAMPO ARMIÑO, RAZÓN POR LA CUAL EN LA INDICADA FECHA FUE SUSCRITA EL ACTA DE PRUEBAS CORRESPONDIENTE A TALES COMPONENTES, CONFORME A LO ESTIPULADO EN EL CONTRATO. = = = = =

SEGUNDA.- CONSIDERANDO QUE EL ALCANCE Y COSTOS DE LAS OBRAS PARA LLEVAR A CABO LA REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN, NO ESTUVIERON CONSIDERADOS EN EL PRESUPUESTO Y CRONOGRAMA DE OBRAS DE LA AMPLIACIÓN N° 1, LAS PARTES CONVIENEN EN LA NECESIDAD DE INCLUIR, DENTRO DE LOS ALCANCES DE LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL, LAS OBRAS DE "REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN", EN LOS SIGUIENTES TERMINOS: = = = = =

2.1 LA "REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN" CONSISTE EN EL CAMBIO DEL SISTEMA DE BARRAS, QUE INCLUYE REFORZAMIENTO ESTRUCTURAL DE FUNDACIONES, DE COLUMNAS DE PÓRTICOS, REFUERZOS ESTRUCTURALES Y REFORZAMIENTO DE PEDESTALES. EXCAVACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LAS ZAPATAS DE LAS FUNDACIONES. = = = = =

2.2 LA FECHA DE LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA "REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN" FUE EL 16 DE DICIEMBRE DE 2007, LO QUE HA QUEDADO ACREDITADO CON EL ACTA DE PRUEBAS CORRESPONDIENTE SUSCRITA POR LAS PARTES. = = = = =

2.3 DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL NUMERAL 4.2 DEL ANEXO N° 7 DEL CONTRATO, Y EL ESTUDIO PRESENTADO POR LA SOCIEDAD CONCESIONARIA, EL VALOR ESTIMADO DE LA INVERSIÓN DE LA "REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN" ASCIENDE A UN MONTO DE US \$ 772 619,00 (SETECIENTOS SETENTA Y DOS MIL SEISCIENTOS DIECINUEVE Y 00/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA), SIN INCLUIR EL IGV. = = = = =

2.4 DICHA SUMA SE AGREGA AL VALOR ESTIMADO DE LA INVERSIÓN PREVISTO EN LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL PARA TODOS LOS EFECTOS ESTIPULADOS EN EL CONTRATO EN MATERIA DE AMPLIACIONES. EN CONSECUENCIA, EL VALOR DE LA INVERSIÓN CORRESPONDIENTE A LA "REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN" SERÁ DETERMINADO POR EL AUDITOR DE LA AMPLIACIÓN N° 1, SEGÚN LAS MISMAS REGLAS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS PARA LA REFERIDA AMPLIACIÓN Y SERÁ CONSIGNADO DE MANERA INDEPENDIENTE A EFECTOS DE ESTABLECER LA CORRESPONDIENTE REMUNERACIÓN POR AMPLIACIONES. = = = = =

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

T E S T I M O N I O

TERCERA.- TODAS LAS DEMÁS ESTIPULACIONES DE LA PRIMERA CLÁUSULA ADICIONAL NO CONTEMPLADAS DE MANERA ESPECÍFICA EN LA PRESENTE MINUTA, TALES COMO OBLIGACIONES DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA, INSPECCIÓN, PENALIDADES, AUDITOR, ETC, MANTIENEN PLENA VIGENCIA Y SON DE APLICACIÓN A LA "REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JUAN".= = = = =

CUARTA.- LOS GASTOS NOTARIALES Y REGISTRALES QUE DEMANDE LA ELEVACIÓN DE ESTA MINUTA A ESCRITURA PÚBLICA Y SU INSCRIPCIÓN EN LOS REGISTROS PÚBLICOS, SERÁN DE CARGO Y CUENTA DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA. = = = = =

AGREGUE USTED, SEÑOR NOTARIO, LAS CLÁUSULAS DE LEY, HAGA LO INSERTOS CORRESPONDIENTES, EN PARTICULAR DE LA RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 169-2008-MEM/DM Y PASE LOS PARTES AL REGISTRO DE CONCESIONES PARA LA EXPLOTACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL REGISTRO DE PROPIEDAD INMUEBLE PARA SU DEBIDA INSCRIPCIÓN.= = = = =

LA PRESENTE MINUTA ES SUSCRITA POR LAS PARTES EN DOS (02) EJEMPLARES DE UN MISMO TENOR, EN LA CIUDAD DE LIMA, A LOS ONCE DÍAS DEL MES DE ABRIL DE DOS MIL OCHO. DOS FIRMAS.= = = = =

AUTORIZADA LA MINUTA POR EL DOCTOR VIDAL GALINDO VERASTEGUI, ABOGADO, CON REGISTRO DEL COLEGIO DE ABOGADOS DE LIMA NUMERO TRECE MIL NOVENTISIETE. = =

INSERTO.= = = = =
1767075.- REPUBLICA DEL PERU.- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. = = = = =

UN SELLO: ES COPIA AUTENTICADA - JORGE ENRIQUE SILVA DAVILA - SECRETARIO GENERAL - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - UNA FIRMA.= = = = =

RESOLUCION MINISTERIAL N° 169-2008-MEM/DM.= = = = =
LIMA, 8 DE ABRIL 2008.= = = = =

CONSIDERANDO: = = = = =

QUE, CON FECHA 05 DE SETIEMBRE DE 2002 RED DE ENERGIA DEL PERU S.A. Y EL ESTADO PERUANO SUSCRIBIERON EL CONTRATO DE CONCESION DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION ELECTRICA ETECEN - ETESUR (EN ADELANTE EL CONTRATO DE CONCESION), EL CUAL FUE MODIFICADO MEDIANTE MINUTA SUSCRITA EL 31 DE MARZO DE 2006 CON EL OBJETO DE INTRODUCIR MECANISMOS QUE HAGAN VIABLE LA INVERSION EN AMPLIACIONES POR PARTE DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA Y ATENUEN LAS LIMITANTES ORIGINARIAS DE LAS QUE ADOLECE EL CONTRATO DE CONCESION PARA EL TRATAMIENTO DE AMPLIACIONES; = = = = =
QUE, EN EL NUMERAL 8.1.5 DE LA CLAUSULA OCTAVA DEL CONTRATO, LAS PARTES HAN PREVISTO LA EJECUCION DE AMPLIACIONES INCLUIDAS EN EL PROGRAMA DE

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

EQUIPAMIENTO; Y, CUMPLIENDO CON LO ESTIPULADO EN EL MENCIONADO NUMERAL, POR RESOLUCION MINISTERIAL N° 172-2006-MEM/DM DE FECHA 31 DE MARZO DE 2006 FUE APROBADO EL TEXTO DE LA PRIMERA CLAUSULA ADICIONAL POR AMPLIACIONES SUSCRITA EL 31 DE MARZO DE 2006, ELEVADA A ESCRITURA PUBLICA EL 27 DE ABRIL DEL 2006 E INSCRITA EN EL ASIEN TO B00009 DE LA PARTIDA ELECTRONICA N° 11447733 DEL REGISTRO DE PROPIEDAD INMUEBLE DE LIMA, MEDIANTE LA CUAL LAS PARTES ACORDARON LA EJECUCION DE LA AMPLIACION QUE COMPRENDE EL "PROYECTO DE CONSTRUCCION DE LA NUEVA SUBESTACION CHILCA REP Y AMPLIACION DE CAPACIDAD DE LA LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES L-2090 Y L-2208 EN LOS TRAMOS DESDE LA SUBESTACION SAN JUAN HASTA LA FUTURA SUBESTACION CHILCA REP", (EN ADELANTE, AMPLIACION N° 1); = = = = =

QUE, COMO PARTE DE LAS ACTIVIDADES DE LA AMPLIACION N° 1, LA SOCIEDAD CONCESIONARIA EFECTUO UN ESTUDIO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD ACTUAL DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN Y DEFINIR SI ERAN NECESARIAS OBRAS DE REPOTENCIACION (EN ADELANTE, EL ESTUDIO), EN RAZON DEL INCREMENTO PROYECTADO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y FLUJOS DE POTENCIA PROVENIENTES DE LAS NUEVAS PLANTAS DE GENERACION TERMICA A CONECTARSE EN LA SE CHILCA REP EN EL PERIODO 2006-2009; = = = = =

QUE, EL ESTUDIO CONCLUYO QUE ERA NECESARIA UNA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN QUE COMPRENDA EL CAMBIO DE AISLADORES, CABLES, HERRAJES Y ACCESORIOS DEL SISTEMA DE BARRAS, REFORZAMIENTO ESTRUCTURAL DE LAS FUNDACIONES DE LAS COLUMNAS DE PORTICOS Y PEDESTALES, EXCAVACION Y AMPLIACION DE LAS ZAPATAS DE LAS FUNDACIONES, TODO LO CUAL IMPLICA MAYORES ALCANCES DE OBRAS, COSTO Y TIEMPO QUE LOS PREVISTOS EN LA PRIMERA CLAUSULA ADICIONAL; = = = = =

QUE, CON LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO, Y LUEGO DE LA REVISION POR PARTE DE LOS INSPECTORES DESIGNADOS POR EL CONCEDENTE, LA SOCIEDAD CONCESIONARIA ESTABLECIO UN PRESUPUESTO ESTIMADO DE US\$ 772,619.00 (SETECIENTOS SETENTA Y DOS MIL SEISCIENTOS DEICINUEVE Y 00/100 DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA) SIN INCLUIR EL IGV, PARA LA REPONTECIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN, SUMA NO CONSIDERADA EN EL VALOR ESTIMADO DE LA INVERSION DE LA AMPLIACION N° 1; = = = = =

QUE, NO OBSTANTE LAS ACTIVIDADES PENDIENTES PARA CONCLUIR LOS TRABAJOS PARA LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN QUE SURGIERON DEL ESTUDIO, TODOS LOS DEMAS COMPONENTES COMPRENDIDOS EN EL

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

ESQUEMA ORIGINAL DE LA AMPLIACION N° 1 SE ENCONTRABAN CONCLUIDOS Y PRESTANDO EL SERVICIO DE TRANSMISION SIN RESTRICCIONES DESDE EL 03 DE JULIO DE 2007, TRANSPORTANDO LA PRODUCCION DE LAS UNIDADES DE GENERACION LOCALIZADAS EN LA ZONA DE CHILCA, ASI COMO LOS FLUJOS DE POTENCIA PROVENIENTES DE CAMPO ARMIÑO, RAZON POR LA CUAL EN LA INDICADA FECHA FUE SUSCRITA EL ACTA DE PRUEBAS CORRESPONDIENTE A TALES COMPONENTES, CONFORME A LO ESTIPULADO EN EL CONTRATO; = = = = =

QUE, CONSIDERANDO QUE EL ALCANCE Y COSTOS DE LAS OBRAS PARA LLEVAR A CABO LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN, NO ESTUVIERON CONSIDERADOS EN EL PRESUPUESTO Y CRONOGRAMAS DE OBRAS DE LA AMPLIACION N° 1, LAS PARTES HAN CONVENIDO EN LA NECESIDAD DE INCLUIR, DENTRO DE LOS ALCANCES DE LA PRIMERA CLAUSULA ADICIONAL, LAS OBRAS DE "REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN", EN LOS TERMINOS QUE APARECEN EN LA CORRESPONDIENTE MINUTA; = = = = =

ESTANDO A LO DISPUESTO EN EL INCISO F) DEL ARTICULO 30° DEL REGLAMENTO DEL TEXTO UNICO ORDENADO DE LAS NORMAS CON RANGO DE LEY QUE REGULAN LA ENTREGA EN CONCESION AL SECTOR PRIVADO DE LAS OBRAS PUBLICAS DE INFRAESTRUCTURA Y DE SERVICIOS PUBLICOS, APROBADO POR EL DECRETO SUPREMO N° 060-96-PCM; Y EN LOS INCISOS H) Y K) DEL ARTICULO 9° DEL REGLAMENTO DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, APROBADO POR EL DECRETO SUPREMO N° 031-2007-EM; = = = = =

CON LA OPINION FAVORABLE DEL VICE - MINISTRO DE ENERGIA; = = = = =

SE RESUELVE; = = = = =

ARTICULO 1°.- APROBAR EL TEXTO DE LA MINUTA MODIFICATORIA DE LA PRIMERA CLAUSULA ADICIONAL AL CONTRATO DE CONCESION DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION ELECTRICA ETECEN - ETESUR, A QUE SE REFIERE LA PARTE CONSIDERATIVA DE LA PRESENTE RESOLUCION MINISTERIAL, PARA INCLUIR, DENTRO DE LOS ALCANCES DE LA PRIMERA CLAUSULA ADICIONAL, LAS OBRAS DE "REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN". = = = = =

ARTICULO 2°.- AUTORIZAR AL VICE - MINISTRO DE ENERGIA PARA QUE, EN REPRESENTACION DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS EN CALIDAD DE CONCEDENTE, SUSCRIBA EN NOMBRE DEL ESTADO, LA MINUTA Y LA ESCRITURA PUBLICA CORRESPONDIENTE. = = = = =

REIGSTRESE Y COMUNIQUESE. = = = = =

UN SELLO: JUAN VALDIVIA ROMERO - MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS - UNA FIRMA. =

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

NOTARIO DE LIMA

UN SELLO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - SECRETARIA GENERAL - UN VISTO. = =
UN SELLO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - TESORERIA - UN VISTO. = = = = =
UN SELLO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - UN VISTO. = = = = =
UN SELLO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - OFICINA GENERAL ASESORIA JURIDICA
- DIRECTOR GENERAL. = = = = =
UN SELLO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD
- UN VISTO. = = = = =
UN SELLO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - MINISTRO DE ENERGIA - ASESORIA -
UN VISTO. = = = = =

CONCLUSION: FORMALIZADO EL INSTRUMENTO, SE INSTRUYERON LOS OTORGANTES DE SU OBJETO POR LA LECTURA QUE DE TODO EL HICIERON, AFIRMANDOSE Y RATIFICANDOSE EN EL CONTENIDO DEL MISMO, SIN MODIFICACION ALGUNA. LA PRESENTE ESCRITURA PUBLICA SE INICIA EN LA FOJA CON SERIE C NUMERO DOS MILLONES CIENTO NOVENTIUN MIL CUATROCIENTOS CUARENTIGUATRO Y TERMINA EN LA FOJA CON SERIE C NUMERO DOS MILLONES CIENTO NOVENTIUN MIL CUATROCIENTOS CINCUENTIUNO, DE LO QUE DOY FE. =
FIRMADO: CARLOS ARIEL NARANJO VALENCIA, UNA HUELLA DIGITAL, EL QUINCE DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL OCHO Y PEDRO GAMIO AITA, UNA HUELLA DIGITAL, EL OCHO DE MAYO DEL AÑO DOS MIL OCHO. = = = = =
CONCLUYE EL PROCESO DE FIRMAS ANTE MI EL NOTARIO EN LA FECHA, OCHO DE MAYO DEL AÑO DOS MIL OCHO; DOY FE. = = = = =
FIRMADO: SANTOS ALEJANDRO COLLANTES BECERRA-NOTARIO DE LIMA.= = = = =
ES CONFORME CON LA MATRIZ DE SU REFERENCIA, LA CUAL CORRE EXTENDIDA CON FECHA QUINCE DE ABRIL DEL AÑO DOS MIL OCHO, DE FOJAS DOS MIL OCHOCIENTOS NOVENTICUATRO A FOJAS DOS MIL NOVECIENTOS UNO, DE MI PROTOCOLO DE ESCRITURAS PUBLICAS CORRESPONDIENTE AL BIENIO DOS MIL OCHO - DOS MIL NUEVE, Y A SOLICITUD DE PARTE INTERESADA EXPIDO EL SETIMO TESTIMONIO EN CUATRO FOJAS UTILES, LAS CUALES SELLO, SIGNO, RUBRICO Y FIRMO EN LA CIUDAD DE LIMA, A LOS TREINTA DIAS DEL MES DE MAYO DEL AÑO DOS MIL OCHO.= = = = =



S. Alejandro Collantes Becerra
S. Alejandro Collantes Becerra
Abogado
NOTARIO DE LIMA





SUNARP

SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PUBLICOS

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA

ANOTACION DE INSCRIPCION

ZONA REGISTRAL N° IX. SEDE LIMA
OFICINA REGISTRAL LIMA

R=14601

FS-2894

M=513

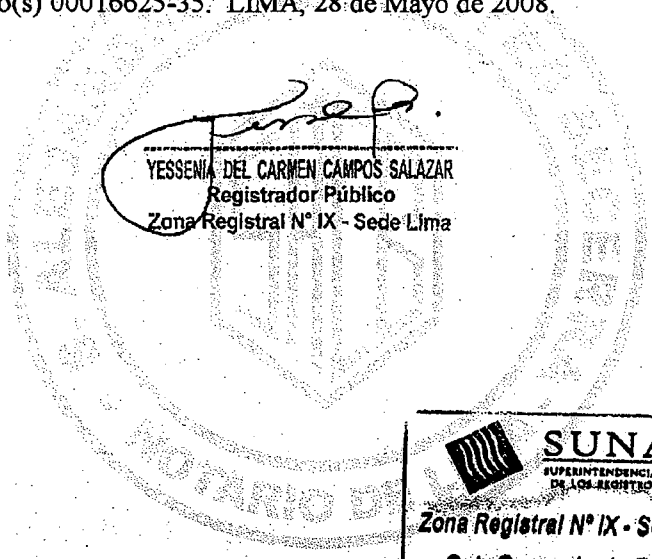
TITULO N°	:	2008-00299135
Fecha de Presentación	:	08/05/2008

Se deja constancia que se ha registrado lo siguiente :

ACTO	PARTIDA N°	ASIENTO
MODIFICACION DE CONCESION	11447733	B0021
ELECTRICA		

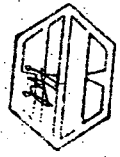
Derechos pagados : S/.28.00 nuevos soles, derechos cobrados : S/.16.00 nuevos soles
y Derechos por devolver : S/.12.00 nuevos soles.
Recibo(s) Número(s) 00016625-35. LIMA, 28 de Mayo de 2008.

[Signature]
 YSSENIA DEL CARMEN CAMPOS SALAZAR
 Registrador Público
 Zona Registral N° IX - Sede Lima



CERTIFICO: Que este documento me consta de una pagina, es reproduccion exacta del documento original que he tenido a la vista.

Lima 30 MAY 2008



[Signature]
 S. Alejandro Collantes Becerra
 Abogado
 NOTARIO DE LIMA



T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA





SUNARP
SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PÚBLICOS

ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA

ZONA REGISTRAL N° IX. SEDE LIMA
OFICINA REGISTRAL LIMA
N° Partida: 11447733

**INSCRIPCIÓN DE CONCESIONES PARA EXPLOTAR SERVICIOS PÚBLICOS
CONCESION
PARA LA EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL ESTADO
(ETECEN-ETESUR)**

REGISTRO DE PROPIEDAD INMUEBLE
RUBRO : DESCRIPCIÓN
B00021

**NOTARIA COLLANTES
BECERRA**
Av. Primavera N° 1245 - 1249
Surco - Lima

MODIFICACION DEL CONTRATO DE CONCESION: Mediante Resolución Ministerial N° 169-2008-MEM/DM de fecha 08.04.2008, se ha aprobado modificar la primera cláusula adicional al contrato de concesión de los sistemas de transmisión eléctrica ETENCE-ETESUR, en lo que respecta a las obras de "Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan", en los siguientes términos:

"2.1 La repotenciación del sistema de barras de la subestación San Juan, consiste en el cambio del sistema de barras, que incluye reforzamiento estructural de fundaciones, de columnas de porticos, refuerzos estructurales y reforzamiento de pedestales, excavación y ampliación de las zapatas de las fundaciones.

2.2 La fecha de la puesta en operación comercial de la repotenciación del sistema de barras de la subestación San Juan fue el 16 de Diciembre del 2007, lo que ha quedado acreditado con el Acta de Pruebas correspondiente suscrita por las partes.

2.3 De conformidad con lo establecido en el numeral 4.2 del Anexo 7 del contrato y el estudio presentado por la sociedad concesionaria, el valor estimado de la inversión de la repotenciación del sistema de barras de la subestación San Juan asciende a un monto de US\$. 772,619.00 dólares americanos, sin incluir IGV.

2.4 Dicha suma se agrega al valor estimado de la inversión previsto en la primera cláusula adicional para todos los efectos estipulados en el contrato en materia de ampliaciones. En consecuencia, el valor de la inversión correspondiente a la repotenciación del sistema de barras de la subestación San Juan será determinado por el auditor de la ampliación N° 1, según las mismas reglas y procedimientos establecidos para la referida ampliación y será consignado de manera independiente a efectos de establecer la correspondiente remuneración por ampliaciones".

Así consta de la Escritura Pública del 15.04.2008 otorgada ante Notario Dr. Santos Alejandro Collantes Becerra, en la ciudad de Lima. El título fue presentado el 08/05/2008 a las 04:03:40 PM horas, bajo el N° 2008-00299135 del Tomo Diario 0492. Derechos cobrados S/.16.00 nuevos soles con Recibo(s) Número(s) 00016625-35. Derechos por devolver: S/. 12.00 Nuevos Soles. Lima, 28 de Mayo del 2008.


YESSENIA DEL CARMEN CAMPOS SALAZAR
Registrador Público
Zona Registral N° IX - Sede Lima

T
E
S
T
I
M
O
N
I
O

S. ALEJANDRO COLLANTES BECERRA
NOTARIO DE LIMA



Anexo 5

Red de Energía del Perú S.A.

Ampliación No.1 del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica “Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la Capacidad de las Líneas de Transmisión Existentes L-2090 y L-2208 en los Tramos desde la Subestación San Juan hasta la Futura Subestación Chilca REP”

Estado de Costos, Gastos y de Cumplimiento de Inversión de la Ampliación No.1 por el Período Comprendido entre el 1 de Abril de 2006 y el 18 de Abril de 2008

Estado de Costos y Gastos de la Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan por el Período Comprendido entre el 15 de Noviembre de 2007 y el 18 de Abril de 2008

Cédula de Bienes Retirados de la Concesión

RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.

ESTADO DE COSTOS, GASTOS Y DE CUMPLIMIENTO DE INVERSION DE LA AMPLIACION No.1 POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ABRIL DE 2006 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008; ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 15 DE NOVIEMBRE DE 2007 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008; Y CEDULA DE BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION

INDICE

	Página
I RESUMEN EJECUTIVO	
1. Antecedentes	2
2. Objetivos de la auditoría	3
3. Alcance de la auditoría	4
4. Resultados de la auditoría	7
II ESTADO DE COSTOS, GASTOS Y DE CUMPLIMIENTO DE INVERSION DE LA AMPLIACIÓN No.1; ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN; Y CEDULA DE BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION	
1. Dictamen de los auditores independientes	11
2. Estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión	15
3. Estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan	16
4. Cédula de los bienes retirados de la Concesión	17
5. Notas al estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; al estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y a la cédula de los bienes retirados de la Concesión	18
III EVALUACION DEL CONTROL INTERNO	
1. Carta de recomendaciones de control interno adicionales	32

US\$ = Dólar estadounidense

8 de mayo de 2008

Señor
Carlos Ariel Naranjo Valencia
Gerente General
Red de Energía del Perú S.A.
Av. Canaval y Moreyra 522, Piso 11
San Isidro

Presente.-

Estimado señor Naranjo:

El presente informe contiene el resumen ejecutivo de los resultados de la auditoría de: (i) el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1 del Sistema de transmisión de energía eléctrica “Proyecto de construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP” (en adelante “El Proyecto”, “Proyecto Ampliación No.1” o “Ampliación No.1”), por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; (ii) el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el periodo comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y (iii) la cédula de bienes retirados de la Concesión.

I. RESUMEN EJECUTIVO

1. ANTECEDENTES

Con fecha 5 de septiembre de 2002, el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas (en adelante el MEM), y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante REP) suscribieron el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión ETECEN – ETESUR (en adelante el “Contrato”), cuyo objeto es establecer los derechos y obligaciones de las partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas para la explotación del Sistema de Transmisión, y la prestación del servicio por el plazo de treinta (30) años, la ejecución de los compromisos de inversión y la devolución de todos los bienes de la Concesión al Estado al producirse la caducidad de la Concesión.

Mediante Minuta suscrita el 31 de marzo de 2006, elevada a Escritura Pública con fecha 7 de abril de 2006, se ha modificado el Contrato para establecer el tratamiento de las Ampliaciones que hagan viables las inversiones en transmisión. En dicha Minuta, las

partes han previsto la ejecución de ampliaciones al Sistema de Transmisión entregado en Concesión a REP.

Según el numeral 4.2 del Anexo No.7 del Contrato, la Remuneración Anual por Ampliaciones que será fijada para cada Ampliación ejecutada por REP, será calculada a partir del Valor de la Inversión que será determinado como la suma de costos y gastos auditados por una empresa auditora independiente.

En amparo del numeral 8.1.5 del Contrato, el MEM y REP, suscribieron con fecha 31 de marzo de 2006 la Primera Cláusula Adicional, en virtud de la cual acordaron la ejecución de la Ampliación No.1 que comprende el "Proyecto de construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP", según los alcances técnicos que se indican en el Anexo No.2 del Contrato de Concesión.

El 8 de abril de 2008, mediante Resolución Ministerial No. 169-2008-MEM/DM, se modificó la Primera Cláusula Adicional, incrementando el valor estimado de la inversión en US\$772,619, para la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan, la misma que no estuvo considerada en el valor estimado inicial de la Ampliación No.1.

2. OBJETIVOS DE LA AUDITORIA

De acuerdo a las Bases para la elaboración de propuesta técnica y económica y a los términos y condiciones establecidos en el Contrato de Locación de Servicios Profesionales de Auditoría Externa N° C-124-2006, suscrito por Gris, Hernández y Asociados S.C. (en adelante el Auditor) con REP de fecha 27 de noviembre de 2006, y de acuerdo a la Adenda No.2 del contrato antes mencionado, de fecha 16 de abril de 2008, la auditoría de los costos, gastos y de cumplimiento de inversión para Ampliación No.1 del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica; de los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión; tiene los siguientes objetivos:

Auditoría

Generales

1. Emitir una opinión de auditoría del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión del Proyecto Ampliación No.1 por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 30 de junio de 2007 (fecha estimada de finalización del Proyecto); del estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el periodo comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión; preparados por REP, de conformidad con los criterios y procedimientos de auditoría generalmente aceptados en el país, y, en base a ella, REP determinará la razonabilidad del valor de la inversión de la Ampliación No.1,

según el procedimiento estipulado en la Primera Cláusula Adicional al Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y REP, y su modificatoria.

Aspectos operativos

2. Evaluar como parte del alcance de la auditoría, la implantación, funcionamiento y efectividad del Sistema de Control Interno en las áreas administrativas y en aquellas actividades vinculadas directamente con la ejecución del Proyecto Ampliación No.1, identificando y determinando el grado de solidez, eficiencia y eficacia de los controles clave que aseguren a REP el cumplimiento del control interno y procedimientos contables establecidos para la administración del Proyecto.
3. Evaluar como parte de la auditoría, si el sistema informático y el software con que cuenta REP para la administración del Proyecto se adecúan a los requerimientos del mismo, verificando que las diferentes unidades operativas y/o gerencias se encuentren interconectadas, a fin de que exista un óptimo aprovechamiento del sistema, así como evaluar los niveles de seguridad de los sistemas con que cuenta REP para la administración del Proyecto.
4. Evaluar como parte de la auditoría, la adquisición de bienes y servicios efectuados con o sin proceso licitatorio, a fin de verificar su sustento técnico legal, si fueron efectuados en términos de transparencia, economía y oportunidad, y si los mismos son utilizados para los fines que fueron previstos y se encuentran en condiciones adecuadas que no signifiquen riesgo de deterioro, o si presentan falta de cumplimiento a las políticas de REP, o carecen de un adecuado soporte documental.
5. Evaluar la suficiencia de costos indirectos o generales asignados al Proyecto Ampliación No.1, considerando bases razonables para su determinación y asignación.

3. ALCANCE DE LA AUDITORIA

Como parte del objetivo general de auditoría, se efectuarán auditorías parciales y una auditoría final al estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión del Proyecto Ampliación No.1. El alcance de nuestra auditoría final comprenderá la revisión de los costos y gastos incurridos por REP en el Proyecto Ampliación No.1 por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008, la revisión de los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el periodo comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y la revisión de la cédula de bienes retirados de la Concesión.

Nuestra auditoría incluirá el examen, en base a pruebas selectivas, de la evidencia que respalda las cifras y revelaciones expuestas en el estado de costos, gastos y de

cumplimiento de inversión del Proyecto, en el estado de los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan y en la cédula de bienes retirados de la Concesión. También incluye evaluar los principios de contabilidad aplicados, las estimaciones significativas realizadas por la Gerencia de REP, así como la presentación del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión del Proyecto; del estado de los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión, con las notas explicativas. La preparación y presentación del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión del Proyecto; del estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión, incluyendo sus notas correspondientes, es responsabilidad de la Gerencia de REP. Nuestra responsabilidad consistirá en expresar una opinión sobre dichos estados y cédula basada en nuestras auditorías.

El trabajo se desarrollará en las instalaciones de REP y comprenderá visitas a las subestaciones ubicadas en Chilca y San Juan, y las líneas de transmisión involucradas en el Proyecto.

Los procedimientos a ser seguidos en la auditoría, de acuerdo con los términos de referencia de las Bases para la elaboración de propuesta técnica comprenderán:

- a) Según lo convenido entre el MEM y REP, por lo menos el 80% del monto de la inversión debe ser adquirido o contratado mediante procesos de concurso público de ofertas. Los aspectos técnicos de dichos procesos son revisados por los asesores y/o inspectores del MEM. Por ser resultado de libre participación de ofertas, se considera que los precios obtenidos son los precios representativos del mercado, por lo que no requieren revisión. Por lo tanto, la labor del Auditor consiste en verificar que se haya cumplido con los procedimientos de convocatoria al público en general utilizados por REP, que haya existido participación libre de postores y que por lo menos se hayan evaluado 2 ofertas.
- b) Verificar que el procedimiento de evaluación y adjudicación de ofertas corresponda al estipulado en las Bases de la Licitación.
- c) Verificar que la negociación y suscripción de los contratos corresponda a las condiciones establecidas en la convocatoria a licitación, y que los Términos de los Contratos no alteren o distorsionen las condiciones pre-establecidas en las Bases.
- d) Verificar y validar que los desembolsos efectuados por REP se ajusten a los Términos de los Contratos y que se efectúen en la oportunidad en que son requeridos para la ejecución del Proyecto.
- e) Verificar que las compensaciones relacionadas a las servidumbres de las líneas correspondan a negociaciones razonables en las que se haya velado por reducir los costos atribuibles al Proyecto y bajo el ámbito legal aplicable.

- f) Para los bienes y servicios contratados o adquiridos directamente por REP, cuyo monto acumulado será como máximo el 20% del monto total de la inversión, se deberá validar que estos hayan sido contratados o adquiridos de acuerdo a los procedimientos de contratación establecidos por REP, y verificar que los costos y gastos correspondan al Proyecto.

Si en este último grupo se detecta que algún contrato o componente presenta costos o gastos que razonablemente parecen elevados, el Auditor deberá solicitar el sustento a REP y, con el apoyo del Inspector del MEM, examinar los costos o gastos reportados por REP. Para este efecto, el personal técnico del Auditor, deberá tener no sólo experiencia en proyectos similares, sino conocimiento de los costos representativos del mercado. Luego de este examen, el Auditor validará los costos reportados por REP o determinará, según procedimientos que considere razonables, los costos a ser reconocidos para su inclusión en el cálculo del Valor de la Inversión presentado en el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1 y en el estado de los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan, lo cual deberá ser consignado como caso excepcional en su informe.

- g) Revisar el sistema de control interno implementado para la administración del Proyecto y que REP haya cumplido con los procedimientos establecidos en sus reglamentos, procedimientos, directivas y políticas relacionados con las compras por licitación y las compras directas. Cualquier recomendación que surgiera como resultado de la revisión del sistema de control interno será incluida en el informe de control interno elaborado por los auditores; el seguimiento a este informe se realizará en las revisiones trimestrales.
- h) Si en algún rubro del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión del Proyecto se detecta costos o gastos elevados y que no guardan relación razonable con el importe total del rubro, estos deberán ser revisados según los procedimientos que proponga el Auditor y serán comunicados en una cédula de diferencias de auditoría. Dicha cédula de diferencias será comunicada a REP con la finalidad de analizarla y de darse el caso modificar el importe del rubro antes de la emisión del dictamen de auditoría (la cédula de diferencias de auditoría será la que cada firma auditora utiliza en sus auditorías).
- i) Las adquisiciones por convocatoria pública, que deben ser mayores al 80% del monto de la inversión, en el entendido que son contratos llave en mano, serán auditadas al 100%. En las adquisiciones directas, que serán de un máximo del 20% del Valor de la Inversión, el auditor deberá seleccionar una muestra representativa considerando como población los contratos que tengan montos significativos (la definición de significativo la hará el Auditor de acuerdo a políticas de la firma auditora). Para los gastos menores deberán tomar una muestra representativa de una población definida según criterios y metodología propios de cada firma auditora.
- j) Los auditores técnicos participarán como apoyo al equipo de auditoría y su función principal será la de inspección física de los principales bienes adquiridos y su

correspondencia con los documentos de sustento y valor de registro contable, así como con las especificaciones del Proyecto presentado por REP y aprobado por el MEM.

También deberán apoyar al equipo de auditores en identificar las componentes que tengan costos fuera de lo razonable, según su propia experiencia o referencias de proyectos similares.

- k) Previamente a la emisión del informe de auditoría que contiene la opinión, los auditores revisarán el informe técnico mensual presentado por el Inspector del MEM. Los informes de los inspectores del MEM serán utilizados por los auditores como referencia y complemento de su trabajo, excepto en los aspectos anotados en el literal m). En caso que a la fecha de su revisión, los Auditores no tienen acceso a los informes de los inspectores, este asunto será reportado en la carta de control interno.
- l) Los informes del Inspector del MEM serán mensuales, en los que reportarán sus observaciones técnicas respecto al Proyecto. Si algún rubro presenta un costo fuera de lo razonable, el auditor deberá revisar los sustentos del mismo con el apoyo de su asesor técnico, y validar dicho importe, según metodología de la firma auditora.
- m) Los auditores informarán como excepciones en el informe, aquellos costos o gastos materiales que identifiquen como parte su muestreo (la materialidad es definida por el auditor de acuerdo con su metodología) y que: (i) no estén registrados y que pertenezcan al Proyecto, (ii) los registrados y que no tengan sustento documentario y, (iii) aquellos que no se encuentren directamente relacionados con el Proyecto aprobado por el MEM o que no hayan sido aprobados por el MEM en una fecha posterior.

Los componentes (equipos, bienes o servicios) que no formen parte del Proyecto, según sea reportado por el Inspector del MEM, no serán considerados en la valorización. Si al final del mes o incluso al final del Proyecto, subsistiesen problemas no resueltos, el Auditor consignará éstos como situaciones pendientes y no los incluirá en la valorización hasta que sean resueltos por el MEM y REP.

- n) El Auditor verificará que no se incluya como parte de los Costos de Inversión, las penalidades, moras, intereses u otros que resulten del incumplimiento de los compromisos contractuales por parte de REP o derivados de la mala administración de los mismos.

4. RESULTADOS DE LA AUDITORIA

- a) **Estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el periodo comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y cédula de bienes retirados de la Concesión**

En nuestra opinión, el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1, el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan y la cédula de bienes retirados de la Concesión, antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, los costos y gastos incurridos para la construcción del Proyecto Ampliación No. 1 de Red de Energía del Perú S.A. por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; y los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el período comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y los bienes retirados de la Concesión, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú y con los procedimientos estipulados en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y Red de Energía del Perú S.A.

b) Sistema de control interno

La auditoría al estado de costos, gastos y cumplimiento de inversión por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; al estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el periodo comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y a la cédula de bienes retirados de la Concesión, comprendió la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre las cifras y revelaciones expuestas en dichos estados y cédula. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que dichos estados y cédula contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, hemos tomado en consideración el control interno de Red de Energía del Perú S.A. que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados y cédula, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Red de Energía del Perú S.A.

Como parte de la evaluación del sistema de control interno de Red de Energía del Perú S.A., para los fines indicados en el párrafo precedente, hemos emitido nuestra carta de recomendaciones de fecha 12 de enero de 2007, nuestras cartas de recomendaciones adicionales incluidas en los estados de costos, gastos y de cumplimiento de inversión por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 30 de noviembre de 2006, por el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2006 y el 28 de febrero de 2007, por el período comprendido entre el 1 de marzo de 2007 y el 31 de mayo de 2007, por el período comprendido entre el 1 de junio de 2007 y el 14 de noviembre de 2007, y nuestra carta de recomendaciones adicionales sobre aspectos de control interno, contable, técnico y otros asuntos la cual ha sido informada a la Gerencia de Red de Energía del Perú S.A. y se incluye en la sección III.1 del presente informe.

Este informe se emite únicamente para información y uso del Directorio y de la Gerencia de Red de Energía del Perú S.A. y del Ministerio de Energía y Minas, y no debe ser usado para propósito distinto del aquí indicado.

Gris Hernández Ancoz

Refrendado por:

Eduardo Gris

(Socio)

Eduardo Gris Percovich
CPC Matrícula No.12159

- II. ESTADO DE COSTOS, GASTOS Y DE CUMPLIMIENTO DE INVERSION DE LA AMPLIACION No.1 POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ABRIL DE 2006 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008; ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 15 DE NOVIEMBRE DE 2007 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008; Y CEDULA DE BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION**

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Red de Energía del Perú S.A.

1. Hemos auditado el estado adjunto de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1 del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica “Proyecto de Construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 de los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP” de Red de Energía del Perú S.A., por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el período comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y la cédula de bienes retirados de la Concesión; así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión

2. La Gerencia de la Compañía es responsable de la preparación y presentación razonable del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; del estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión; de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú y con los procedimientos estipulados en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y Red de Energía del Perú S.A. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; del estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

3. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión; basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que estado de costos, gastos y de

cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión; están libre de errores materiales.

4. Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre las cifras y revelaciones expuestas en el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión; contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión.
5. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.
6. En nuestro dictamen de fecha 26 de noviembre de 2007, al estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1 del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica "Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de la Capacidad de las Líneas de Transmisión Existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP" de Red de Energía del Perú S.A., por el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 14 de noviembre de 2007, indicamos que la Compañía había registrado en el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión antes indicado: (a) gastos por US\$415,927 relacionados con trabajos de cambio de perfiles, pernos, ménsulas, montantes, stubs y perfilería en general en la línea L-2208, los que de acuerdo a lo indicado en el informe especial No. 03-Rev.01 de S&Z Consultores Asociados S.A., Inspector designado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para el Proyecto de Ampliación No.1 de Red de Energía del Perú S.A., corresponderían a labores propias de mantenimiento y conservación de los bienes de Concesión, los cuales, de conformidad con los alcances del Contrato de Concesión, son de responsabilidad de la Compañía y no deberían ser considerados como parte de los costos y gastos de la inversión en la Ampliación No.1; y (b) gastos adicionales incurridos por atrasos en la construcción de la línea L-2090 por US\$290,631, los que de no haber sido aprobados formalmente por el MEM, no formarían parte del estado de costos y gastos y de cumplimiento de inversión adjunto, ya

que fueron incurridos a mayores costos que los inicialmente aprobados. La Compañía ha procedido a retirar el importe de US\$415,927, antes mencionado, del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión y ha considerado únicamente un importe de US\$167,543, el cual ha sido aprobado por el MEM el 16 de abril de 2008, a través de su oficio No. 468-2008-MEM/DGE. Asimismo, con fecha 8 de mayo de 2008, el MEM a través de su oficio No.518-2008-MEM/DGE, aprobó los gastos adicionales incurridos por atrasos en la construcción de la línea L-2090 de US\$290,631, antes mencionados. Consecuentemente, nuestra opinión actual sobre el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión antes indicado, que se expresa aquí, es diferente a la expresada en nuestro dictamen anterior.

7. Los estados y la cédula que se acompañan han sido preparados con el propósito de cumplir con el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y Red de Energía del Perú S.A., con respecto a los costos y gastos del Proyecto Ampliación No.1 y otras obligaciones relacionadas al cumplimiento de inversión del Proyecto.

Opinión

8. En nuestra opinión, el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión, antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, los costos y gastos incurridos para la construcción del Proyecto Ampliación No.1 de Red de Energía del Perú S.A. por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el período comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008; y los bienes retirados de la Concesión, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (Nota 2), y con los procedimientos estipulados en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y Red de Energía del Perú S.A.
9. Como se explica en la Nota 4 al estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1 adjunto, el concepto de variantes técnicas no ha sido discriminado en dicho estado, por lo que los montos incurridos por dichos conceptos se encuentran formando parte de otros conceptos de la Ampliación No.1. La discriminación de dicho concepto se realizará siempre y cuando el MEM lo requiera.

10. Este informe se emite únicamente para información y uso del Directorio y la Gerencia de Red de Energía del Perú S.A. y del Ministerio de Energía y Minas, y no debe ser usado para ningún propósito distinto del aquí indicado.

Gris Hernández Ancofado

Refrendado por:

Eduardo Gris

(Socio)

Eduardo Gris Percovich
CPC Matrícula No.12159

8 de mayo de 2008

RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.

ESTADO DE COSTOS, GASTOS Y DE CUMPLIMIENTO DE INVERSION POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ABRIL DE 2006 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008

	Inversión del 1.04.06 al 30.11.06 (1)		Inversión del 1.12.06 al 28.02.07 (2)		Inversión del 1.03.07 al 31.05.07 (3)		Inversión del 1.06.07 al 14.11.07 (4)		Inversión del 15.11.07 al 18.04.08		Total	
	Presupuesto	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Transferecias y/o ajustes	Invertido	Costos Cuestionados	
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
1.- Diseño, estudios, suministro, obras civiles, montaje y puesta en servicio												
Segundo circuito de la línea 2208 y reforzamiento del segundo circuito existente para una capacidad final de 2 x 180 MVA	1,682,290	1,912,723 (1)	1,953,015	488,477	330,588	(248,384)	4,436,418					
Desmontaje de la línea 2090 e instalación de una nueva línea, doble circuito, con capacidad de 350 MVA por circuito, en la faja de servidumbre de la línea 2090	10,948,477	661,933 (2)	1,314,730	6,843,715	3,409,876		12,230,252					
Ampliación Subestación San Juan: una celda de 220 Kv y acondicionamiento de las instalaciones existentes	2,188,102	197,993	556,954	414,605	114,357		1,283,909					
Construcción de la Subestación Chilca con 11 celdas de 220 Kv y provisión de terreno para patio de 500 Kv	9,493,349	1,982,267	7,455,023	884,649 (1)	52,882		10,655,604					
Modificaciones menores en las subestaciones Zapallal, Ventanilla, Chavarria, Pomacocha, Independencia e Ica	1,344,353	147,398	-	-	1,479,109		1,626,507					
2.- Costos administrativos y generales	2,794,211	544,304	196,100	170,351 (1)	40,924		960,224					
3.- Gerenciamiento, supervisión e Inspección	2,523,043	881,757	480,731	1,139,006	20,840		2,522,336					
4.- Variantes técnicas	4,610,138	-	-	-	-		-					
5.- Negociación de servidumbres y reasentamientos	579,652	-	632,489	188,523	279,154		1,096,433					
Inversión principal	36,163,615	6,328,375	12,589,042	10,129,326	5,727,730	(248,384)	34,811,683					
Anticipos	-	342,713	338,256	3,987	(6,187)		-					
Intereses intercalarios	-	-	-	-	-		-					
Total inversión	36,163,615	6,671,088	12,927,298	10,133,313	5,727,730	(248,384)	35,998,275					

(1) Inversión por ese periodo auditada en informe de fecha 16 de febrero de 2007

(2) Inversión por ese periodo auditada en informe de fecha 27 de abril de 2007

(3) Inversión por ese periodo auditada en informe de fecha 11 de julio de 2007

(4) Inversión por ese periodo auditada en informe de fecha 26 de noviembre de 2007

Las notas que se acompañan son parte integrante de este estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión.

RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.

ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN
POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 15 DE NOVIEMBRE DE 2007 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008

	Total Presupuesto US\$	Inversión del 15.11.07 al 18.04.08 US\$	Costos Cuestionados US\$
1.- Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan	772,619	772,619	-
2.- Mayor valor de las obras civiles correspondientes a la Repotenciación del Sistema de Barras	-	6,096	-
3.- Costos de informe final de auditoría	-	14,207	-
Total	772,619	792,922	-
Intereses intercalarios	-	17,622	-
Total inversión	<u>772,619</u>	<u>810,544</u>	<u>-</u>

Las notas que se acompañan son parte integrante de este estado de costos y gastos.

RED DE ENERGÍA DEL PERU S.A.

CEDULA DE BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION

RELACION DE BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION

LINEAS DE TRANSMISION:

N°	Código	De Subestación :	A Subestación :	Tramo	Nivel de Tensión (kV)	Ubicación Geográfica	Tipo de Zona	Altitud (msnm)	Ubicación (De acuerdo al Contrato de Concesión)	Tipo de Estructura	N° de ternas	Cable de Guarda	Tipo de conductor	Sección del conductor (mm ²)	Longitud del tramo retirado (km)
1	L-2090 (Ex L-2207)	San Juan	Chilca	Tramo A	220 kV	Costa	Rural	0-1000 msnm	Zona 1	Torres de acero	Simple	No tiene	ACAR	442	45.10
2	L-2090 (Ex L-2207)	San Juan	Chilca	Tramo B	220 kV	Costa	Rural	0-1000 msnm	Zona 1	Postes de madera	Simple	No tiene	AERO Z	301	3.00

Zona 1: Zona de franja de costa (50 km desde la línea litoral)

Zona 2: Fuera de la zona 1

NOTA:

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento de los bienes retirados, se aplicarán los porcentajes especificados en el literal (b) numeral 4.2 del Anexo N° 7 del Contrato de Concesión al correspondiente Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) determinado por el OSINERGMIN para los bienes retirados, con los módulos del VNR establecidos en la regulación vigente.

RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.

NOTAS AL ESTADO DE COSTOS, GASTOS Y CUMPLIMIENTO DE INVERSION DE LA AMPLIACION No.1 POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ABRIL DE 2006 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008; AL ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA REPOTENCIACION DEL SISTEMA DE BARRAS DE LA SUBESTACION SAN JUAN POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 15 DE NOVIEMBRE DE 2007 Y EL 18 DE ABRIL DE 2008; Y A LA CEDULA DE BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION

1. IDENTIFICACION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Red de Energía del Perú S.A. (en adelante REP o la Compañía) es una compañía constituida en Perú el 3 de julio de 2002. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica proveniente de empresas generadoras. Asimismo, REP presta servicios de operación y mantenimiento a instalaciones de terceros, principalmente a Compañía Minera Antamina S.A., Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., Empresa de Transmisión Eléctrica de la Selva S.A.- ETESELVA y a partir de diciembre de 2006 a Consorcio Transmantaro S.A.

El domicilio legal de REP donde se encuentran sus oficinas administrativas es Av. Canaval y Moreyra 522, piso 11, San Isidro, Lima, Perú, pudiendo establecer sucursales, oficinas y agencias en cualquier lugar del país y del extranjero.

EL PROYECTO

Contrato de Concesión

El 5 de junio de 2002, el Estado Peruano adjudicó a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA (accionista de REP) la buena-pro para la concesión de los sistemas de transmisión eléctrica del Estado Peruano, operados por Empresa de Transmisión Eléctrica Centro-Norte S.A. - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. - ETESUR. Adjudicada la buena pro, se constituyó REP, iniciando sus operaciones el 5 de setiembre de 2002, fecha en la que se firmó el contrato mediante el cual ISA le cede sus derechos de concesión (en adelante el Contrato de Concesión). El Contrato de Concesión establece los derechos y obligaciones de las partes, así como las normas y procedimientos que rigen entre ellos para el suministro de bienes y servicios, y explotación de la línea de transmisión eléctrica, la prestación del servicio y la transferencia de todos los bienes al Estado al producirse la caducidad de la Concesión. El plazo de la Concesión es de treinta años contados a partir del 5 de setiembre de 2002.

Modificaciones al Contrato de Concesión relacionados a la naturaleza del Proyecto Ampliación No. 1

- 1) En marzo y julio de 2006 se aprobaron cláusulas adicionales al Contrato de Concesión para la ejecución de las siguientes ampliaciones:

- Proyecto de construcción de la nueva Subestación Chilca-REP y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión existentes (L-2090 y L-2208) en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca-REP.

La ampliación deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor de 15 meses contados a partir de la fecha de suscripción de la cláusula adicional.

El valor estimado de la inversión asciende a US\$30,973,825 y los costos estimados de reasentamientos de edificaciones y variantes técnicas para solucionar aspectos asociados a las servidumbres de las líneas L-2090 y L-2208 son por US\$5,189,790.

En relación con este proyecto, al 18 de abril de 2008 REP ha efectuado inversiones por US\$34,811,683.

- Proyecto de construcción del segundo circuito de la línea de transmisión 220 kv Zapallal - Paramonga Nueva - Chimbote 1 y ampliación de las subestaciones asociadas. La ampliación deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor de 20 meses contados a partir de la fecha de suscripción de la cláusula adicional. El valor estimado de la inversión asciende a US\$32,006,441 y los costos estimados de reasentamientos de edificaciones y variantes técnicas para solucionar aspectos asociados a las servidumbres de la línea de transmisión antes mencionada son por US\$2,070,988.

Este proyecto corresponde a la Ampliación No.2, que no es materia del presente estado de costos, gastos y cumplimiento de inversión.

2) En mayo de 2007, se aprobaron cláusulas adicionales al Contrato de Concesión para la ejecución de las siguientes ampliaciones:

- Proyecto de Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona y Juliaca. La ampliación deberá ser puesta en operación comercial dentro de un plazo no mayor de 21 meses contados a partir de la fecha de suscripción de la cláusula adicional.

El valor estimado de la inversión asciende a US\$15,156,576.

- Proyecto de Compensación Reactiva en las Subestaciones Santa Rosa y Chavarría. El Proyecto deberá ser puesto en operación comercial dentro de un plazo no mayor de 16 meses contados a partir de la fecha de suscripción de la cláusula adicional.

El valor estimado de la inversión asciende a US\$3,417,391.

Estos proyectos corresponden a las Ampliaciones No. 3 y 4, que no son materia del presente estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión.

Según el numeral 4.2 del Anexo No.7 del Contrato de Concesión, la Remuneración Anual por Ampliaciones que será fijada para cada Ampliación ejecutada por REP, será calculada a partir del Valor de la Inversión que será determinado como la suma de costos y gastos auditados por una empresa auditora independiente.

- 3) El 8 de abril de 2008, mediante Resolución Ministerial No.169-2008-MEM/DM, se modificó la Primera Cláusula Adicional, incrementando el valor estimado de la inversión en la Ampliación No. 1 en US\$772,619, para la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan, la misma que no estuvo considerada en el valor estimado inicial de la Ampliación No.1.

En relación a la ejecución de la cláusula adicional No.1 de este proyecto, al 18 de abril 2008 la Compañía ha efectuado inversiones por US\$792,922.

Ampliación No.1

El alcance de la Ampliación No.1 (en adelante el Proyecto), ubicado principalmente entre la Subestación San Juan y el Distrito de Chilca, que comprende la Subestación Chilca, que se ubicará a la altura del Km. 60 de la Carretera Panamericana Sur, y la Ampliación de la Capacidad de Transmisión de las líneas existentes L-2208 y L-2090 en el tramo San Juan – Chilca, incluye lo siguiente:

- Instalación de la segunda terna de la línea L-2208 en el tramo San Juan – Chilca, para operar en paralelo con la primera terna haciendo uso de la misma celda y conformar así un único circuito de mayor capacidad.
- Conversión de la línea L-2090, de una simple terna a una doble terna, en el tramo San Juan – Chilca.
- Ampliación de la Subestación San Juan para permitir la conexión de la segunda terna mencionada en el punto anterior.
- Construcción de una subestación en el distrito de Chilca (“Subestación Chilca REP”) para permitir la conexión de las centrales de generación y subestaciones de transformación que se ubiquen en la zona.
- Modificaciones menores necesarias en las siguientes Subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Pomacocha e Independencia.

Esta ampliación, que significa un incremento en la capacidad del Sistema de Transmisión, ha surgido como consecuencia del desarrollo de proyectos de generación en la zona de Chilca (ENERSUR, GLOBELEQ y otras) y la necesidad de la conexión de subestaciones de demanda (Luz del Sur).

Descripción de la Ampliación No.1

Instalación de la segunda terna en la actual línea L-2208 en el tramo San Juan – Chilca, para operar en paralelo con la primera terna, haciendo uso de la misma celda, y conformar así un único circuito de mayor capacidad, lo que comprende:

- Reforzamiento de estructuras existentes para instalación de segunda terna y aumento de capacidad de la primera terna a 180 MVA.
- Construcción de variantes en algunos de los tramos de la línea que tienen faja de servidumbre ocupada, y para la conexión a la futura Subestación Chilca.
- Montaje de la segunda terna en 220 kV con una capacidad de 180 MVA entre la Subestación San Juan y la Subestación Chilca REP para conformar un circuito de doble conductor por fase, con una capacidad final de transmisión de 2x180 MVA.

Conversión de la actual línea L-2090, de una simple terna a una doble terna, en el tramo San Juan – Chilca, que comprende:

- Desmontaje de la línea L-2090 en el tramo San Juan - Chilca.
- Construcción, en la faja de servidumbre de la L-2090, de una nueva línea de transmisión 220 kV de dos ternas de doble conductor por fase, cada una en estructura metálica, con una capacidad de transmisión de 350 MVA cada terna.
- Construcción de variantes para algunos tramos que tiene la faja de servidumbre ocupada, y para la conexión a la futura Subestación Chilca.

Ampliación de la Subestación San Juan, que comprende:

- Instalación de una celda de línea 220 kV para el circuito adicional en el tramo San Juan - Chilca.
- Acondicionamiento de las instalaciones de la Subestación San Juan para la nueva capacidad de transmisión a conectarse en esta barra, tales como conductores de barras, transformadores de medida, sala de control, servicios auxiliares, comunicaciones, entre otros.

Construcción de la Subestación Chilca REP, que comprende:

- Construcción de una subestación en Chilca, del tipo exterior de doble barra con función de transferencia, prevista con disposición para 18 (dieciocho) celdas en 220 kV y una celda adicional para un seccionamiento de barras y con área disponible para transformación 220 kV/500 kV y patio en 500 kV con espacio para 06 (seis) celdas (2 de transformación, 1 acople y 3 líneas 500kV).

- En la Ampliación No.1 se dispondrá del equipamiento de 10 (diez) celdas en 220 kV y una celda 220 kV de acoplamiento de barras, así como el de los sistemas de control, protección, medición, telecomunicaciones y los demás que resulten necesarios para la operación.
- Obras civiles necesarias.

Modificaciones menores necesarias en las siguientes Subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Pomacocha e Independencia, que comprende:

- Cambio de transformadores de corriente en los niveles de 220 kV y 60 kV, debido al aumento de potencia de cortocircuito, de acuerdo con los resultados del “Análisis de Sistema de Transmisión en 220 kV asociado a la nueva generación térmica a gas natural al sur de Lima”.

Descripción de la Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan

Como se indicó anteriormente, parte de las actividades de la Ampliación No. 1 era realizar un estudio para determinar la capacidad actual del sistema de barras de la Subestación San Juan y definir si eran necesarias obras de repotenciación, en razón del incremento proyectado de la corriente de cortocircuito y flujos de potencia provenientes de las nuevas plantas de generación térmica a conectarse en la Subestación Chilca REP en el periodo 2006 – 2009. Dicho estudio concluyó que era necesaria una repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan que comprenda el cambio de aisladores, cables, herrajes y accesorios del sistema de barras, reforzamiento estructural de las fundaciones de las columnas de pórticos y pedestales, excavación y ampliación de las zapatas de las fundaciones, por lo que el MEM aprobó su ejecución.

Regulación operativa y normas legales que afectan a las actividades en el sector eléctrico -

La actividad económica de la Compañía se rige principalmente por la Ley General de Sociedades y por las siguientes normas y entidades del Sector Eléctrico:

- a) Ley de Concesiones Eléctricas.
- b) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión, son las siguientes:

(a) Base de preparación y presentación

El estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión (en adelante los estados y cédula) han sido preparados y se presentan: (a) de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú, los cuales comprenden las NIIF de la 1 a la 6 y las nuevas versiones de las NIC, que habían sido modificadas en diciembre de 2003 y en marzo de 2004 por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés, entidad que reemplazó al IASC a partir de abril de 2001), en lo que sea aplicable a la Compañía y al estado, autorizados por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC), considerando el principio del devengado y el principio de costo histórico en la acumulación de los costos; y (b) de acuerdo con los procedimientos estipulados en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y Red de Energía del Perú S.A.

Existen ciertos desembolsos que forman parte de los costos y gastos del Proyecto que no están registrados contablemente, pero si han sido incluidos en los referidos estados, y están referidos a los costos administrativos y generales y a los costos por intereses intercalarios. Dichos desembolsos son controlados extra-contablemente.

(b) Costos administrativos y generales

Los costos administrativos corresponden al costo del personal de la Compañía asignado a la ejecución del Proyecto, en base del tiempo de dedicación de dicho personal al Proyecto.

Los costos generales comprenden el pago de costos fijos tales como los servicios públicos, limpieza, vigilancia, servicios informáticos, telefonía fija, vehículos, alquiler de oficina, entre otros. Los costos relacionados con el personal se han asignado en función al tiempo que el personal administrativo involucrado le dedica al Proyecto. Para tal fin la Gerencia realiza estimaciones de costos unitarios de los recursos utilizados y de los tiempos de dedicación del personal involucrado.

(c) Contratación de bienes y servicios

La Compañía ha contratado los bienes y servicios requeridos para la ejecución del Proyecto de acuerdo a lo estipulado en el numeral 4.2 de la modificación al Contrato de Concesión en la cual se menciona que:

“La Sociedad Concesionaria licitará no menos del ochenta por ciento (80%) del Valor de la Inversión de la Ampliación, pudiendo licitar los diseños, la adquisición de equipos, suministros, obras civiles, montaje, servicios requeridos para la ejecución y puesta en servicio de la Ampliación, entre otros elementos del Proyecto. La licitación puede efectuarse de manera conjunta, por bloques o desagregada por ítems, mediante convocatorias abiertas al público en general, siempre que participen y formulen propuestas y/u ofertas por lo menos dos (02) proveedores. La Sociedad Concesionaria

podrá contratar o ejecutar directamente hasta el veinte por ciento (20%) del Valor de la Inversión de la Ampliación”.

Control interno

Las contrataciones de bienes y servicios se ejecutan mediante procesos de contratación a través de ofertas públicas para garantizar que los valores ofertados y finalmente contratados, correspondan a precios de mercado.

Las contrataciones relacionadas a la ejecución del Proyecto se ejecutan de acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Contratación de la Compañía, en el que se establece los principios, disposiciones generales y los procedimientos correspondientes, así como el control y evaluación de postores, entre otras consideraciones, que apoyan la creación de un entorno de transparencia de las adjudicaciones frente a los postores.

(d) Anticipos

Durante la ejecución del Proyecto, los anticipos con factura son incluidos en el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1, y son asignados de acuerdo a su destino final.

Los anticipos son desembolsos de dinero que se realizan para cumplir con alguna obligación contractual o para efectuar pagos cuya ejecución y aplicación se presentará con posterioridad a la ejecución del mismo.

La entrega de anticipos con factura corresponde al pago de la obligación contractual del 10% del valor total del bien/servicio adjudicado a través de licitación pública. Estos desembolsos se aplican en la medida que el contratista presente las facturas respectivas (avances de valorización) hasta que dicho anticipo sea aplicado completamente.

Las entregas de anticipos sin factura son registradas como entregas a rendir cuenta, y se imputan al Proyecto como un costo o gasto en el mes en cual el usuario que solicitó el adelanto presenta la documentación sustentatoria correspondiente.

Al 18 abril de 2008, no se mantienen anticipos pendientes de aplicación.

(e) Determinación de los intereses intercalarios

Los intereses intercalarios forman parte de los costos y gastos del Proyecto y son calculados por el período comprendido desde la fecha de cada desembolso hasta la fecha de entrada en operación comercial del Proyecto, definida como 3 de julio de 2007 para los costos y gastos incurridos para la construcción del Proyecto Ampliación No.1, y como 16 de diciembre de 2007 para los costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan, con una tasa de interés igual a la Tasa Activa de Mercado Promedio Ponderado en Moneda Extranjera (TAMEX) expresada en términos efectivos anuales. A tal efecto, los intereses intercalarios de cada desembolso se determinan utilizando las TAMEX promedio de cada mes, desde la correspondiente al mes de

desembolso hasta la correspondiente al mes de puesta en operación comercial del Proyecto; es decir, se utiliza la TAMEX promedio mensual, correspondiente a cada mes de dicho período, publicada por el Banco Central de Reserva del Perú. La tasa de interés a utilizar para el cálculo de los indicados intereses intercalarios, tendrá como límite máximo la tasa de actualización aplicable a la ampliación correspondiente.

Considerando que los desembolsos efectuados en relación con los costos y gastos incurridos en el Proyecto, incluyen en su mayoría el Impuesto General a las Ventas (IGV), la Gerencia de REP considera que el término desembolso, para propósitos del estado de costos y gastos y de cumplimiento de inversión, se encuentra definido en las bases para la determinación de los intereses intercalarios y debe de considerar el IGV. Basado en lo anterior, REP ha calculado los intereses intercalarios por el saldo del crédito fiscal de IGV no compensado con los débitos fiscales de dicho impuesto originados por sus operaciones gravadas, informadas en las declaraciones juradas del referido impuesto presentadas a la Administración Tributaria (SUNAT). Este cálculo ha sido aplicado a prorrata por el monto del crédito fiscal originado por los costos y gastos incurridos en la Ampliación No.1.

El Proyecto no reconoce en ningún caso como mayor valor de la inversión ningún costo o gasto financiero adicional a los intereses intercalarios determinados por la Gerencia.

Al 18 de abril de 2008, los intereses intercalarios del proyecto en total ascienden a US\$1,204,214, incluidos en el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1, y en el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan.

(f) Uso de estimaciones

La preparación de los estados requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos, los que son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias. Las principales estimaciones están referidas a la asignación y determinación de los costos administrativos y generales y al cálculo de los intereses intercalarios.

(g) Moneda funcional

La moneda funcional de la Compañía es determinada por la moneda del entorno económico en la que ésta opera. En base a una evaluación de dicho entorno, la Compañía concluyó que el dólar estadounidense es su moneda funcional, de tal forma que los estados y cédula están expresados en dólares estadounidenses.

(h) Intangibles y amortización

Intangibles comprende la Concesión del sistema de transmisión eléctrica, y adicionales a la Concesión, que corresponde al importe pagado al Estado Peruano por la concesión de

la explotación de las líneas de transmisión de energía eléctrica, así como los compromisos de inversión ejecutados de acuerdo con el Contrato de Concesión.

Las inversiones subsecuentes (adicionales a la Concesión y proyectos en curso-ampliaciones) son capitalizadas con posterioridad al reconocimiento inicial cuando el precio de compra de un activo ya refleja la obligación de la Compañía de incurrir en desembolsos futuros. Esto ocurre en el caso de las inversiones que la Compañía debe efectuar en la infraestructura del sistema de transmisión recibida en concesión a efectos de mantener los estándares de calidad y confiabilidad del servicio de transmisión dispuesto en el Contrato de Concesión.

3. GERENCIAMIENTO

Comprende el servicio de Gerenciamiento del Proyecto contratado con la empresa Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. – ISA, más los costos locales para el desarrollo de este contrato asumidos directamente por la Compañía.

Los costos locales corresponden a pasajes aéreos, impresiones, movilidad local del personal contratado, personal temporal asignado al Proyecto, y otros costos de menor cuantía a cargo de la Compañía. Estos costos son adicionales a los clasificados como costos administrativos y generales.

4. VARIANTES TECNICAS

El concepto de variantes técnicas no corresponde a un monto que se contrate individualmente, sino que responde a un concepto técnico que se origina dentro de la ejecución del conjunto de los contratos vinculados al Proyecto.

Al 18 de abril de 2008, el concepto de variantes técnicas no ha sido discriminado en el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1, adjunto, por lo que los montos incurridos por dichos conceptos se encuentran formando parte de otros conceptos de la Ampliación No.1. La discriminación de dicho concepto se realizará siempre y cuando el MEM lo requiera.

5. NEGOCIACION DE SERVIDUMBRES Y REASENTAMIENTOS

Corresponde a los pagos compensatorios e indemnizatorios realizados a terceros, por constitución de servidumbre de la línea de transmisión eléctrica San Juan – Chilca, daños causados en predios en el área de influencia de dicha servidumbre y compra de lotes. Estos pagos no son sustentados con facturas sino con los respectivos contratos.

6. PARTIDAS OBSERVADAS Y RECONOCIDAS POR EL MEM

Al 14 de noviembre de 2007, la Compañía había registrado gastos por US\$415,927 relacionados con trabajos de cambio de perfiles, pernos, ménsulas, montantes, stubs y perfilería en general en la línea L-2208, los que de acuerdo a lo indicado en el informe especial No. 03-Rev.01 de S&Z Consultores Asociados S.A., Inspector designado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para el Proyecto de Ampliación No. 1 de REP, corresponderían a labores propias de mantenimiento y conservación de los bienes de Concesión, los cuales, de conformidad con los alcances del Contrato de Concesión, son de responsabilidad de la Compañía y no deberían ser considerados como parte de los costos y gastos de la inversión en la Ampliación No.1.

El 16 de abril de 2008, el MEM a través de su oficio No. 468-2008-MEM/DGE indica que un importe de US\$167,543 de dichos gastos, deberá ser considerado como parte del valor de la inversión de la Ampliación No.1, consecuentemente, dicho importe se incluye en el estado de costos, gastos y cumplimiento de inversión adjunto; y un monto de US\$248,384 ha sido eliminado de dicho estado.

7. BIENES RETIRADOS DE LA CONCESION

Según se establece en la Primera Cláusula Adicional por ampliaciones del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR” de fecha 27 de abril de 2006, los bienes de la Concesión que sean retirados como consecuencia de la ejecución de la Ampliación No.1, serán devueltos al concedente, en este caso el Estado, quien designará, dentro de la provincia de Lima, el lugar de entrega. Los costos asociados a la devolución de los bienes serán considerados como parte del valor de la inversión. Para efectos de la devolución mencionada, el MEM ha solicitado el apoyo de ETECEN para la recepción y disposición de un lugar para almacenar los bienes devueltos por REP. El listado de bienes devueltos por REP a la Concesión se incluye en la cédula de bienes retirados de la Concesión adjunta.

8. ANEXOS

A continuación se incluyen anexos que detallan el contenido del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No.1:

Por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008:

ANEXO 1

PYTO.	OBJETO	TOTAL INVERTIDO US\$
LINEAS	Contratación del Diseño, EIA y Gestión Predial.	253,186
	Negociación de servidumbres, reubicación de viviendas, otros gastos generales	1,096,433
	Otros gastos generales L2208 - L2090	52,181
	Contratación de suministro de estructura	5,647,264
	Contratación de suministro de cable conductor	4,913,802
	Contratación de suministro de aisladores	760,911
	Contratación de suministro de herrajes	548,969
	Contratación de obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio	4,490,357
	TOTAL LÍNEAS	17,763,103
SUBESTACIONES	Contratación del PMA/EIA	16,042
	Contratación de suministros	6,619,526
	Contratación de diseño civil y electromecánico	595,295
	Contratación de construcción, montaje pruebas y puesta en servicio	3,725,342
	Contratación de sistema de telecomunicaciones	271,366
	Otros gastos generales	711,942
	TOTAL SE'S	11,939,513
TC-S	Renovación Transformadores de Corriente (TC)	1,626,507
	TOTAL TC'S	1,626,507
Sub Total San Juan-Chilca		31,329,123
Prestación del Servicio de Gerenciamiento para la Interconexión a 220kV San Juan-Chilca y Cts		2,192,599
Recursos proporcionados por REP al Gerenciamiento		329,737
Costos Administrativos		687,696
Costos Generales		215,118
Costos de Auditoría		57,410
TOTAL INVERSION PRINCIPAL		34,811,683
INTERESES INTERCALARIOS		1,186,592
TOTAL INVERSION		35,998,275

Por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008:

ANEXO 2

PYTO.	OBJETO	PROCEDIMIENTO	CONTRATISTA	TOTAL INVERTIDO US\$
L-2208	Contratación Diseño, EIA y Gestión Predial de las variantes. PMA y Gestión Predial para montaje de segunda terna	SPU-002-2006	CESEL	39,597
	Negociación de servidumbres, reubicación de viviendas, otros gastos generales	Contratación Privada	-	560,402
	Otros gastos generales L-2208	-	-	4,926
	Contratación de suministro de estructura	SPU-003-2006	ABENGOA	878,718
	Contratación de suministro de cable conductor	SPU-003-2006	PROCABLES	898,364
	Contratación de suministro de aisladores	SPU-003-2006	COBRA	303,730
	Contratación de suministro de herrajes	SPU-003-2006	COBRA	182,531
	Contratación de obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio	SPU-003-2006	ABENGOA	2,128,553
TOTAL L-2208			4,996,821	
L-2090	Contratación del Diseño, EIA y Gestión Predial.	SPU-002-2006	CESEL	213,589
	Negociación de servidumbres, reubicación de viviendas, otros gastos generales	Contratación Privada	-	536,031
	Otros gastos generales L-2090	-	-	47,255
	Contratación de suministro de estructura	SPU-007-2006	FEM PROANSA	4,768,546
	Contratación de suministro de cable conductor	SPU-007-2006	NEXANS	4,015,438
	Contratación de suministro de aisladores	SPU-008-2006	ELECTROVIDRO	457,181
	Contratación de suministro de herrajes	SPU-008-2006	SICAMEX	366,438
	Contratación de obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio	SPU-007-2006	FEM PROANSA	2,361,804
TOTAL L-2090			12,766,282	
SAN JUAN	Contratación del PMA para la ampliación de la SE San Juan	SPU-002-2006	CESEL	3,896
	Contratación de suministros, Ampliación de un campo en la SE San Juan	SPU-001-2006	SIEMENS	899,192
	Contratación de diseño civil y electromecánico	SPU-001-2006	SIEMENS	135,069
	Contratación de construcción, montaje pruebas y puesta en servicio de Ampliación de un campo en la SE San Juan	SPU-001-2006	SIEMENS	240,824
	Otros gastos generales - SE San Juan	-	-	4,928
	Ampliación de un campo en la SE San Juan.	SPU-001-2006	SIEMENS	-
TOTAL Ampliación San Juan			1,283,909	
SE CHILCA	Contratación del EIA para la modificación de la SE Chilca	SPU-002-2006	CESEL	12,146
	Contratación de suministros en la nueva SE Chilca	SPU-001-2006	SIEMENS	5,720,334
	Contratación de diseño civil y electromecánico	SPU-001-2006	SIEMENS	460,226
	Contratación de construcción, montaje pruebas y puesta en servicio de la nueva SE Chilca	SPU-001-2006	SIEMENS	3,475,100
	Otros gastos generales - SE Chilca	Contratación Privada	-	707,014
	Contratación de sistema de telecomunicaciones	Contratación Privada	-	271,366
	Construcción de cerco perimétrico	Contratación Privada	-	9,418
	TOTAL SUBESTACION CHILCA			10,655,604
TC's	Renovación de Transformadores de Corriente (TC)	SPU-005-2006	SIEMENS	1,626,507
TOTAL TC			1,626,507	
Sub Total San Juan-Chilca				31,329,123
Prestación del Servicio de Gerenciamiento para la Interconexión a 220kV San Juan-Chilca y Cts		Contratación Privada	ISA	2,192,599
Recursos proporcionados por REP al Gerenciamiento		Contratación Privada		329,737
Costos Administrativos				687,696
Costos Generales				215,118
Costos de Auditoría				57,410
TOTAL INVERSION PRINCIPAL				34,811,683
INTERESES INTERCALARIOS				1,186,592
TOTAL INVERSION				35,998,275

Por el período comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008:

ANEXO 3

PYTO.	OBJETO	TOTAL INVERTIDO US\$
	Contratación de sistema de telecomunicaciones	271,366
	Construcción de cerco perimétrico	9,418
	Costos de Auditoría	8,546
	TOTAL INVERSION	289,330

III. EVALUACION DEL CONTROL INTERNO

CARTA DE RECOMENDACIONES ADICIONALES SOBRE ASUNTOS DE CONTROL INTERNO, CONTABLES, TECNICOS Y OTROS ASUNTOS

8 de mayo de 2008

A la Gerencia General de
Red de Energía del Perú S.A.

Como parte de nuestra auditoría del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión para la Ampliación No.1 del sistema de Transmisión de Energía Eléctrica “Proyecto de Construcción de la nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas de transmisión existentes L-2090 y L-2208 en los tramos desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP” (en adelante el Proyecto) por el período comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008; del estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan por el período comprendido entre el 15 de noviembre de 2007 y el 18 de abril de 2008, y de la cédula de bienes retirados de la Concesión; hemos evaluado el sistema de control interno contable-operativo del Proyecto con el fin de determinar nuestros procedimientos de auditoría para el propósito de expresar una opinión sobre el estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión; el estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y la cédula de bienes retirados de la Concesión, y no con el objeto de expresar una opinión sobre dicho sistema de control interno tomado en su conjunto. Dicha consideración no pondrá de manifiesto todas las deficiencias que pudiera tener el sistema de control interno.

Como es de su conocimiento, la Gerencia es responsable de establecer y mantener el sistema de control interno relacionado al Proyecto antes mencionado, evaluando los beneficios esperados de los controles en relación con el costo de implementarlos, así como de asegurarse que el sistema de control interno opera según lo establecido, y de actualizarlo, si fuera preciso, de acuerdo con las circunstancias.

Los objetivos del sistema de control interno son proporcionar a la Gerencia seguridad razonable de que los activos del Proyecto están salvaguardados contra pérdidas por uso o disposición no autorizados, y que las transacciones son ejecutadas de acuerdo con autorizaciones de la Gerencia y registradas apropiadamente de modo que permitan la preparación y presentación del estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión del Proyecto; del estado de costos y gastos de la repotenciación del sistema de barras de la Subestación San Juan; y de la cédula de bienes retirados de la Concesión, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú y con los procedimientos estipulados en el Contrato de Concesión suscrito entre el Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, y Red de Energía del Perú S.A.

Cabe destacar que todo sistema de control interno tiene limitaciones que le son inherentes, por lo que siempre existe la posibilidad de que errores e irregularidades puedan ocurrir y no ser detectados por los responsables de la gestión del Proyecto, durante el curso normal de realizar sus funciones. También, las proyecciones de cualquier evaluación del sistema de control interno a períodos futuros están sujetas al riesgo de que el sistema de control interno pueda llegar a ser

inadecuado debido a cambios en las condiciones en las que estuvo basado o a que el grado de cumplimiento con las políticas o procedimientos de control pueda deteriorarse.

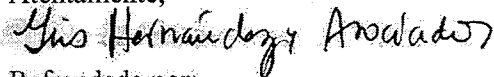
Como resultado de nuestra consideración del sistema de control interno relacionado al Proyecto, efectuada con el fin señalado en el primer párrafo de este informe, y de la ejecución de los procedimientos de auditoría realizados a la fecha de esta carta, hemos desarrollado ciertas observaciones y recomendaciones sobre asuntos relacionados con el sistema de control interno y sobre ciertos asuntos contables, técnicos y otros asuntos, adicionales a las recomendaciones incluidas en nuestra carta de recomendaciones de fecha 12 de enero de 2007 y en nuestros informes de fecha 16 de febrero de 2007, 27 de abril de 2007, 11 de julio de 2007 y 26 de noviembre de 2007, las cuales deseamos hacer llegar a vuestra atención en esta fecha y están incluidas en el Anexo 4 adjunto.

A solicitud de Red de Energía del Perú S.A., y con el propósito de informar los asuntos a la Gerencia, las recomendaciones sobre aspectos de control interno y sobre ciertos asuntos contables y operativos han sido clasificadas en base a los siguientes criterios:

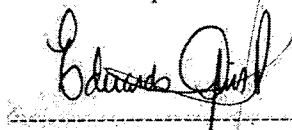
- **Muy seria:** La debilidad de control es mayor y no se tiene evidencia de controles de monitoreo que mitiguen el riesgo identificado hasta un nivel adecuado. Es necesario que la Gerencia desarrolle acciones inmediatas para mitigar el riesgo hasta un nivel aceptado por Red de Energía del Perú S.A..
- **Significativa:** La debilidad de control puede ser significativa en tamaño y/o naturaleza, sin embargo la situación no ha generado problemas serios, y no lo serán si se implantan las medidas de remedio requeridas oportunamente.
- **Menor:** La debilidad de control identificada es menor, el riesgo es cubierto por controles de monitoreo. Las recomendaciones de auditoría deben ser implementadas para fortalecer la estructura de control del proceso.

Este informe se emite únicamente para información y uso del Directorio y la Gerencia de Red de Energía del Perú S.A. y del Ministerio de Energía y Minas, y no debe ser usado para propósito distinto del aquí indicado.

Atentamente,



Refrendado por:


----- (Socio)

Eduardo Gris Percovich
CPC Matrícula No. 12159

**ASUNTOS DE CONTROL INTERNO, CONTABLES, TECNICOS
Y OTROS ASUNTOS**

	Página
I. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES	
1. Materiales no considerados en la cédula de bienes retirados de la Concesión	35
2. Conformidad de la recepción de los bienes retirados de la Concesión y entregados a ETECEN	36
3. Comparación del presupuesto con la inversión real ejecutada	37
II. SEGUIMIENTO A RECOMENDACIONES DE REVISIONES ANTERIORES	39

ASUNTOS DE CONTROL INTERNO, CONTABLES, TECNICOS, Y OTROS ASUNTOS

I. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

1. Materiales no considerados en la cédula de bienes retirados de la Concesión

Observación:

Hemos observado que la Compañía ha efectuado la devolución de diversos materiales retirados de la Concesión, a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (ETECEN), los cuales no han sido incluidos en la cédula de bienes retirados de la Concesión, según el siguiente detalle:

Nº de guía de remisión	Fecha	Detalle de la guía de remisión
007- 0274	07.07.07	Carretes metálicos vacíos
007- 0381	03.07.07	Pernos recuperados , chapas y/o platinas y perfiles.
007- 0383	04.07.07	Cajas con amortiguadores
007- 0384	04.07.07	Carrete metálico y conductor tipo Acar de 400 m, preformados recuperados
007- 0385	05.07.07	Cajas con 1,200 aisladores de recuperero.
007- 0391	05.07.07	Aisladores tipo campana de porcelana 1,374 unidades
007- 0398	06.07.07	Aisladores tipo campana de recuperero (215 cajas)
007- 0399	06.07.07	Aisladores tipo campana de recuperero (197 cajas)
007- 0400	06.07.07	Crucetas de madera y carretes metálicos vacíos
007- 0414	12.07.07	Postes de pino de 18 mts, de 20 mts, de 21 mts, de 16 mts, de 14 mts
007- 0415	12.07.07	Postes de pino de 28 mts, de 24 mts, de 20 mts, de 18 mts, 22 mts
007- 0420	12.07.07	Aisladores de vidrio, pulimericos y de porcelana de 5,220 kg.

Recomendación:

Efectuar las correcciones necesarias, de ser el caso, a fin de presentar adecuadamente la información de los bienes retirados de la Concesión y entregados a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (ETECEN).

Clasificación:

Significativa

Comentarios de la Gerencia:

Se hace la siguiente aclaración:

- Carretes metálicos vacíos son accesorios que sirven de embalaje a los conductores.

- Pernos recuperados, chapas y platinas – Las torres metálicas se han desarmado rompiendo las tuercas con cincel y generalmente las chapas y platinas se han recogido y embalado en cajas, por ser cosas muy pequeñas y no poder ir junto con los paquetes de perfiles.
- Los amortiguadores se tuvo que embalar en cajas y, en muchos casos, ya se habían caído solos de la línea (por la corrosión).
- Los preformados son accesorios de los conductores que al momento de sacarlos de la línea, se desarman los hilos.
- Las crucetas son accesorios de los postes de madera.
- Con respecto a los postes de madera, están incluidos en los tres kilómetros de línea (en postes de madera) reportados en la cédula de bienes retirados de la concesión.

2. Conformidad de la recepción de los bienes retirados de la Concesión y entregados a ETECEN

Observación:

De la revisión efectuada a las guías de remisión por la entrega de bienes retirados de la Concesión a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (ETECEN), hemos observado que algunas guías no cuentan con un sello de recepción por parte de ETECEN, con el cual se deje constancia de la conformidad de la recepción de dichos bienes. Las guías de remisión observadas son como sigue:

N° de guía de remisión	Fecha
007-0004	20.02.07
007-0005	20.02.07
007-0006	20.02.07
007-0283	07.07.07
007-0384	04.07.07
007-0049	11.04.07
007-0050	13.04.07
007-0378	03.07.07
007-0379	03.07.07
007-0383	04.07.07
007-0420	03.07.07
007- 0274	07.07.07
007- 0381	03.07.07
007- 0385	05.07.07
007- 0384	04.07.07
007- 0388	07.07.07
007- 0391	05.07.07
007- 0398	06.07.07
007- 0399	06.07.07
007- 0400	06.07.07
007- 0414	12.07.07
007- 0415	12.07.07
007- 0420	12.07.07
007- 0383	04.07.07
007- 0393	05.07.07

Recomendación:

Evaluar la posibilidad de obtener para todas las guías de remisión emitidas que sustenten la entrega de bienes a ETECEN, el sello de recepción de dicha compañía, como constancia de la conformidad de la recepción de dichos bienes retirados de la Concesión.

Clasificación:

Significativa

Comentarios de la Gerencia:

ETECEN tiene sus procedimientos de trabajo y REP no puede tener injerencia en ellos; sin embargo, en los documentos figura la firma del Ingeniero Carlos Cerf, profesional designado por ETECEN y comunicado a REP, por el MEM como responsable de estos trabajos.

3. Comparación del presupuesto con la inversión real ejecutada**Observación:**

De la revisión efectuada al estado de costos, gastos y de cumplimiento de inversión de la Ampliación No. 1 por el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2006 y el 18 de abril de 2008, hemos observado que la presentación de la inversión real realizada en dicho periodo no se efectúa con la misma estructura con la que se elaboró el presupuesto al inicio del Proyecto, el cual también forma parte de dicho estado, debido a que no se cuenta con el suficiente detalle de la desagregación del presupuesto inicial que permita su comparabilidad.

Recomendación:

Evaluar la posibilidad de efectuar las modificaciones necesarias a la estructura de presentación de la inversión real incluida en el estado de costos, gastos y de cumplimiento con la finalidad de hacerlo comparable con el presupuesto. Lo cual proporcionaría un marco para evaluar la ejecución del proyecto y permitiría identificar y explicar las variaciones más significativas ocurridas durante su ejecución.

Clasificación:

Significativa

Comentarios de la Gerencia:

Todos los estados de costos y gastos presentados a la fecha presentan las inversiones de acuerdo al presupuesto aprobado por el MEM en la Cláusula Adicional N° 1.

Cabe indicar que el MEM no ha solicitado o definido una estructura de presentación de la ejecución del presupuesto, por lo tanto, REP ha convenido en que la mejor forma de presentarlo, a fin de facilitar la comparación de los costos, es como se ha indicado.

Si la auditoría se refiere a la comparación del presupuesto del anteproyecto comparado con la ejecución de costos presentado en el estado de costos y gastos, no ha sido posible ya que en el anteproyecto no se tiene aún la ingeniería de detalle desarrollada, lo que no permite la precisión en la planeación versus la ejecución presupuestal.

Por ende, se definió que los costos se presentarían en comparación de cada hito aprobado por el MEM en el presupuesto de la Cláusula N° 1.

II. SEGUIMIENTO A RECOMENDACIONES DE REVISIONES ANTERIORES

En este acápite se presentan las recomendaciones contenidas en la carta de fecha 12 de enero de 2007, y en los informes de fecha 16 de febrero de 2007, 27 de abril de 2007, 11 de julio de 2007 y 26 de noviembre de 2007; así como el correspondiente resumen del grado de cumplimiento.

<u>Recomendaciones en carta del 12 de enero de 2007</u>	<u>Situación actual</u>
1. Evidencia de revisión de registros contables	No implementado
2. Estado de costos incurridos	Implementado
3. Políticas contables no documentadas	Implementado
4. Falta de metodología para la asignación de los costos indirectos al proyecto	Implementado
5. Reporte emitido por el SAP	No implementado
6. Inspección del Ministerio de Energía y Minas	Implementado
7. Convenio con la Municipalidad de Chilca	Implementado
8. Cumplimiento con los términos del contrato Siemens	Implementado
9. Adquisición de pararrayos para la Subestación Chilca y ampliación de la Subestación San Juan	Implementado
10. Modificación al plazo del contrato GT-041-2006 mediante Cláusula Adicional No. 1 firmado con Cesel S.A.	Implementado
11. Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y Programas de Manejo Ambiental (PMA), se están llevando a cabo de manera paralela con la ejecución de las obras	Implementado
12. Adquisición de cable conductor Aeroz con un solo fabricante conocido	Implementado
<u>Recomendaciones en informe del 16 de febrero de 2007</u>	
13. Licitaciones efectuadas con la evaluación de un solo postor	Implementado
14. No se preparan reportes para el control de las horas laboradas por el personal que efectúa labores a tiempo parcial para el Proyecto	No implementado
15. Los costos generales no se han determinado con valores actuales	Implementado

- | | |
|--|-----------------|
| 16. Atraso en suministro y montaje de los equipos de las SE Chilca y San Juan | Implementado |
| 17. Cláusula de documentación utilizada por el contratista Cesel S.A., contraviene con lo especificado en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas | Implementado |
| 18. Aparente incongruencia formal en comunicaciones que REP cursa a propietarios afectados con servidumbres impuestas | Implementado |
| 19. Expedientes de propietarios afectados no cuentan con código de identificación | Implementado |
| 20. Falta de implementación de acciones que eviten invasiones futuras en predios desalojados | Implementado |
| 21. No se ha suscrito el documento denominado "Compromiso" con algunos afectados por el paso de la Línea 2090 | Implementado |
| 22. El establecimiento de las servidumbres de electroducto no se adecua a la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento | Implementado |
| 23. Documento que formaliza la propiedad de REP como titular de servidumbre no se encuentra firmado por el representante legal del contratista Cesel S.A. | Implementado |
| <u>Recomendaciones en informe del 27 de abril de 2007</u> | |
| 24. Tipo de cambio utilizado para el registro de los costos generales | Implementado |
| <u>Recomendaciones en informe del 11 de julio de 2007</u> | |
| 25. Reporte para el control de las horas laboradas por el personal del Proyecto | No implementado |
| 26. Número promedio del personal considerado para el cálculo de los gastos generales | Implementado |
| 27. Documentación de los procedimientos y funciones del personal involucrado en la realización de proyectos de ampliación, manejo del material retirado y/o reemplazado en las obras, y liquidación de las obras | No Implementado |
| 28. Suministro e instalación de transformadores de corrientes | Implementado |
| 29. Ampliación de las Barras de SE San Juan | Implementado |
| 30. Utilización de cable conductor Aero – Z en las líneas de transmisión | Implementado |
| 31. Expedientes de modificación de Concesión de Servidumbre. | Implementado |

Recomendaciones en informe del 26 de noviembre de 2007

32. Contrato No. 050-2006 con Abengoa Perú S.A.	Implementado
33. Proceso para elegir al ganador de una licitación pública	Implementado
34. Contrato No. 040-2007 con GyM S.A.	Implementado
35. Presentación de costos contratados de manera directa en el estado de costos y gastos	No implementado
36. Fecha de entrada en operación comercial de la Ampliación No.1	Implementado
37. Cálculo de intereses intercalarios	Implementado
38. Variantes técnicas	No implementado
39. Determinación de penalidades	No implementado
40. Niveles de autorización y liberaciones de compras en el SAP	Implementado
41. Determinación de los límites de autorización de pagos automáticos mediante el Telecrédito	Implementado
42. Descuentos por retenciones en facturas Siemens	Implementado
