

GACETA OFICIAL

AÑO CI

PANAMA, R. DE PANAMA JUEVES 30 DE JUNIO DE 2005

Nº 25,332

CONTENIDO

CONSEJO DE GABINETE DECRETO DE GABINETE Nº 14

(De 23 de junio de 2005)

"POR EL CUAL SE APRUEBA EL CONTRATO MODIFICATORIO Nº 2, AL CONTRATO DE PRESTAMO Nº 1476/OC-PN SUSCRITO EL 2 DE NOVIEMBRE DE 2003 ENTRE LA REPUBLICA DE PANAMA Y EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, POR EL CUAL MODIFICA EL ORGANISMO EJECUTOR DEL PROYECTO PILOTO PARA LA REVITALIZACION URBANISTICA Y EL ALIVIO DE LA POBREZA EN COLON, POR LA SUMA DE HASTA US\$8,500,000.00 (OCHO MILLONES QUINIENTOS MIL DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA CON 00/100)"...... **PAG. 3**

RESOLUCION DE GABINETE Nº 24

(De 23 de junio de 2005)

"POR LA CUAL SE EMITE CONCEPTO FAVORABLE AL CONTRATO DE SERVICIOS, A CELEBRARSE ENTRE EL CONSEJO DE ADMINISTRACION DEL SIACAP Y PROFUTURO ADMINISTRADORA DE FONDOS DE PENSIONES Y CESANTIA, S.A.". **PAG. 5**

RESOLUCION DE GABINETE Nº 25

(De 23 de junio de 2005)

"POR LA CUAL SE EMITE CONCEPTO FAVORABLE A LA ADDENDA Nº 1 DEL CONTRATO Nº 12 DE 3 DE ENERO DE 1996"...... **PAG. 6**

RESOLUCION DE GABINETE Nº 26

(De 23 de junio de 2005)

"POR LA CUAL SE EMITE CONCEPTO FAVORABLE A LA ADDENDA Nº 1 DEL CONTRATO Nº 73 DE 15 DE DICIEMBRE DE 1993, APROBADO POR LA LEY 31 DE 21 DE DICIEMBRE DE 1993"...... **PAG. 8**

MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

DIRECCION DE CREDITO PUBLICO

RESOLUCION Nº 007-2005-DCP

(De 29 de abril de 2005)

"POR LA CUAL SE ESTABLECEN LAS CONDICIONES DE LA EMISION DE LETRAS DEL TESORO CON VENCIMIENTO EN MAYO DE 2006"...... **PAG. 10**

CONTINUA EN LA PAG. 2

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

Fundada por el Decreto N° 10 de 11 de noviembre de 1903

MGTER. OTTO ARLES ACOSTA M.
DIRECTOR GENERAL

LICDA. YEXENIA RUIZ
SUBDIRECTORA

OFICINA

Calle Quinta Este, Edificio Casa Alianza, entrada lateral
primer piso puerta 205, San Felipe Ciudad de Panamá,
Teléfono: 227-9833 - Fax: 227-9830

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS

PUBLICACIONES

PRECIO: B/.2.60

IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES

Mínimo 6 Meses en la República: B/.18.00

Un año en la república: B/.36.00

En el exterior 6 meses: B/.18.00, más porte aéreo

Un año en el exterior, B/.36.00, más porte aéreo

Todo pago adelantado.

Confeccionado en los talleres gráficos de
Instaprint, S.A. Tel. 224-3652

RESOLUCION N° 008-2005-DCP

(De 31 de mayo de 2005)

**"POR LA CUAL SE ESTABLECEN LAS CONDICIONES DE LA EMISION DE LETRAS DEL
TESORO CON VENCIMIENTO EN MAYO DE 2006"..... PAG. 11**

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION N° JD-5353

(De 14 de junio de 2005)

**"POR LA CUAL SE RESUELVE EL RECURSO DE RECONSIDERACION INTERPUESTO POR
LA EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO-OESTE, S.A., EN CONTRA DE LA
RESOLUCION JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005, MEDIANTE LA CUAL SE APROBO EL
REGLAMENTO DE TRANSMISION"..... PAG. 12**

RESOLUCION N° JD-5363

(De 20 de junio de 2005)

**"POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACION DE LOS NUMERALES 1.5.2.1 Y 1.5.2.2 DE
LA PARTE IV DEL REGIMEN TARIFARIO DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE
ELECTRICIDAD, SOBRE LA ACTUALIZACION TARIFARIA"..... PAG. 33**

RESOLUCION N° JD-5371

(De 23 de junio de 2005)

**"POR LA CUAL EL ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS ORDENA CELEBRAR
UNA AUDIENCIA PUBLICA, ESTABLECE LOS TEMAS QUE SERAN TRATADOS Y ADOPTA
EL PROCEDIMIENTO PARA SU CELEBRACION"..... PAG. 52**

AVISOS Y EDICTOS..... PAG. 55

**CONSEJO DE GABINETE
DECRETO DE GABINETE Nº 14
(De 23 de junio de 2005)**

Por el cual se aprueba el Contrato Modificatorio No.2, al Contrato de Préstamo No. 1476/OC-PN suscrito el 2 de noviembre de 2003 entre la REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, por el cual modifica el organismo ejecutor del Proyecto Piloto para la Revitalización Urbanística y el Alivio de la Pobreza en Colón, por la suma de hasta US\$8,500,000.00 (ocho millones quinientos mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100).

EL CONSEJO DE GABINETE,
En uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que, mediante el Decreto de Gabinete No.38 de 8 de octubre de 2003, se autorizó la celebración del Contrato de Préstamo entre la República de Panamá y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), hasta por la suma de US\$8,500,000.00 (ocho millones quinientos mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100);

Que dicho financiamiento tiene como propósito la cooperación en la ejecución de un programa de innovación denominado "Proyecto Piloto para la Revitalización Urbanística y el Alivio de la Pobreza en Colón, cuyo objetivo es iniciar un proceso de revitalización urbanística y socioeconómica sostenible en Colón, promoviendo un modelo innovador de intervención multisectorial, que contará con una estrecha asociación entre los sectores público, privado y la sociedad civil.

Que, mediante el Contrato Modificatorio No.1 al Contrato de Préstamo No.1476/OC-PN, fueron introducidas modificaciones al Cuadro de Costo y Financiamiento de la Sección III del Anexo A, como también al Anexo D referente al Procedimiento para Adquisiciones y Contrataciones por montos menores;

Que el Consejo Económico Nacional, en sesión celebrada el 2 de junio de 2005, por votación unánime, emitió opinión favorable al Contrato Modificatorio No.2, mediante el cual se modifica la Sección 3(a) de la INTRODUCCIÓN de las ESTIPULACIONES ESPECIALES del Contrato de Préstamo No. 1476/OC-PN, suscrito el 2 de noviembre de 2003, entre la REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID),

DECRETA:

ARTÍCULO 1. Aprobar el Contrato Modificatorio No. 2, mediante el cual se modifica la Sección 3(a) de la INTRODUCCIÓN de las ESTIPULACIONES ESPECIALES del Contrato de Préstamo No. 1476/OC-PN, suscrito el 2 de noviembre de 2003, entre la REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID), en el cual las partes convienen en que la ejecución del Proyecto y la utilización de los recursos del financiamiento del Banco, serán responsabilidad del Prestatario, por intermedio de su Ministerio de Vivienda (MIVI), que para los fines de este Contrato será denominado el "Prestatario" u "Organismo Ejecutor". Igualmente se modifica la dirección del Organismo Ejecutor de la Cláusula 6.04 de las ESTIPULACIONES ESPECIALES del Contrato de Préstamo No.1476/OC-PN, la cual queda así:

"Cláusula 6.04. Comunicaciones.**Del Organismo Ejecutor:****Dirección Postal:****Ministerio De Vivienda****Edificio Edison Plaza 4to piso****Avenida Ricardo J. Alfaro, calle El Paical****Apartado Postal****5228, Zona 5 Panamá, Rep. de Panamá****Facsímile: (507) 321-0028.**

ARTICULO 2. Esta enmienda no modifica los demás términos y condiciones originalmente acordado en el Contrato de Préstamo No.1476/OC-PN, suscrito el 2 de noviembre de 2003, entre la REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID).

ARTÍCULO 3. Autorizar al Ministro de Economía y Finanzas o, en su defecto, al Viceministro de Economía, o en su defecto, al Viceministro de Finanzas O, en su defecto, al Embajador de Panamá en los Estados Unidos de América, a suscribir el Contrato Modificadorio No. 2 autorizado en el artículo 1 del presente Decreto de Gabinete, así como todos aquellos otros acuerdos o documentos que, a su juicio, se requieran o sean necesarios para llevar a efecto la formalización que, por este medio, se autorizan, conforme a las normas y prácticas prevalecientes para este tipo de transacciones. Este Contrato Modificadorio No. 2 al Contrato de Préstamo, deberá contar con el refrendo del Contralor General de la República o, en su defecto, del Subcontralor General de la República.

ARTÍCULO 4. Este Decreto de Gabinete comenzará a regir desde su aprobación.

FUNDAMENTO LEGAL: Numeral 7 del artículo 200 de la Constitución Política.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 23 días del mes de junio de dos mil cinco (2005).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República
HECTOR B. ALEMAN
Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
Ministro de Relaciones Exteriores
JUAN BOSCO BERNAL
Ministro de Educación
CARLOS ALBERTO VALLARINO
Ministro de Obras Públicas
CAMILO A. ALLEYNE
Ministro de Salud
REYNALDO RIVERA
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral

ALEJANDRO FERRER
Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
Ministra de Vivienda
LAURENTINO CORTIZO COHEN
Ministro de Desarrollo Agropecuario
LEONOR CALDERÓN A.
Ministra de la Juventud,
la Mujer, la Niñez y la Familia
RICAURTE VASQUEZ MORALES
Ministro de Economía y Finanzas
UBALDINO REAL SOLIS
Ministro de la Presidencia y
Secretario General del Consejo de Gabinete

RESOLUCIÓN DE GABINETE N° 24
(De 23 de junio de 2005)

Por la cual se emite concepto favorable al contrato de servicios, a celebrarse entre el Consejo de Administración del SIACAP y PROFUTURO Administradora de Fondos de Pensiones y Cesantía, S.A.

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades legales y constitucionales,

CONSIDERANDO:

Que el numeral 1 del artículo 8 de la Ley N°8 de 6 de febrero de 1997, dispone que el Consejo de Administración del SIACAP tiene, entre otras funciones, la de seleccionar una empresa Registradora Pagadora para la apertura, registro y pago de las cuentas individuales, por un periodo de cinco (5) años;

Que el artículo 11 de la Ley N°8 de 6 de febrero de 1997, establece que la selección de la entidad Registradora Pagadora debe hacerse mediante el procedimiento de acto público, que incluye una precalificación previa, en la que las empresas interesadas, nacionales o extranjeras deberán comprobar que llenan los requisitos mínimos de elegibilidad para ejercer las funciones descritas en el artículo 12 de esta Ley;

Que el Consejo de Administración del SIACAP llevó a cabo la Licitación Pública Internacional N°2-2004, la cual fue adjudicada a la empresa PROFUTURO Administradora de Fondos de Pensiones y Cesantías, S.A., de conformidad con lo dispuesto en el punto 25 del Pliego de Cargos Homologado, en el cual se establece que se seleccionará al Proponente Precalificado que presente la propuesta financiera ajustada al Pliego de Cargos de Menor Valor Único (comisión porcentual anual), siempre y cuando sea igual o menor al Valor Único Oficial establecido por el Consejo de Administración;

Que PROFUTURO Administradora de Fondos de Pensiones y Cesantía, S.A., presentó la propuesta financiera más baja con base en un 0.1396% sobre el saldo del portafolio del SIACAP a valor de mercado, en concepto de comisión porcentual fija anual, por los servicios de administración de las cuentas individuales de los afiliados al SIACAP y su correspondiente mantenimiento, lo que equivale aproximadamente a un monto total de B/.3,490,000.00 por los cinco (5) años de vigencia del Contrato de Servicios. Este monto se calcula con base en un patrimonio estimado de B/.500.0. millones al inicio del nuevo periodo del Sistema, y es pagado totalmente con recursos de todos los afiliados del SIACAP;

Que el Consejo Económico Nacional (CENA), en sesión celebrada el 21 de abril de 2005, emitió opinión favorable al Proyecto de Contrato de Servicios a suscribirse entre el Sistema de Ahorro y Capitalización de Pensiones de los Servidores Públicos (SIACAP) y la empresa PROFUTURO Administradora de Fondos de Pensiones y Cesantía, S.A.;

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 68 de la Ley N°56 de 27 de diciembre de 1997, "Por la cual se regula la Contratación Pública y se dictan otras disposiciones", modificado por el artículo 12 del Decreto Ley N°7 de 2 de julio de 1997, "Por el cual se crea el Consejo Económico Nacional (CENA) y se modifican algunas disposiciones de la Ley N°56 de 27 de diciembre de 1997", todo contrato cuya cuantía exceda de B/.2,000,000.00 deberá contar con el concepto favorable del Consejo de Gabinete,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO. Emitir concepto favorable al contrato de servicios a celebrarse entre el Consejo de Administración del SIACAP Y PROFUTURO Administradora de Fondos de Pensiones y Cesantía, S.A., por la suma de tres millones cuatrocientos noventa mil balboas con 00/100 (B/.3,490,000.00).

SEGUNDO. Esta Resolución entrará a regir desde su aprobación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en la ciudad de Panamá, a los 23 días del mes de junio de dos mil cinco (2005).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República
HECTOR B. ALEMAN
Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
Ministro de Relaciones Exteriores
JUAN BOSCO BERNAL
Ministro de Educación
CARLOS VALLARINO R.
Ministro de Obras Públicas
CAMILO A. ALLEYNE
Ministro de Salud
REYNALDO RIVERA
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral

ALEJANDRO FERRER
Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
Ministra de Vivienda
LAURENTINO CORTIZO COHEN
Ministro de Desarrollo Agropecuario
LEONOR CALDERON A.
Ministra de la Juventud,
la Mujer, la Niñez y la Familia
RICAURTE VASQUEZ MORALES
Ministro de Economía y Finanzas
UBALDINO REAL SOLIS
Ministro de la Presidencia y
Secretario General del Consejo de Gabinete

RESOLUCION DE GABINETE Nº 25
(De 23 de junio de 2005)

Por la cual se emite concepto favorable a la Addenda N°1 del Contrato N°12 de 3 de enero de 1996.

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Ley No. 12 de 3 de enero de 1996, se aprobó el Contrato de Desarrollo, Construcción, Operación, Administración y Dirección de una Terminal de Contenedores en el Puerto de Coco Solo Norte, provincia de Colón, entre EL ESTADO y la sociedad COLON CONTAINER TERMINAL, S.A.;

Que, en virtud del incremento de las operaciones de la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A., ésta solicitó a la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ que se declaren como ÁREAS ADYACENTES las siguientes áreas:

Descripción	Área
Polygono No.2	9 Hectáreas + 7,669.10 m2
Área descrita con el Número 2 (segregada de la Parcela No.2)	4 Hectáreas + 4,037.33 m2
Área descrita con el Número 3 (segregada de la Parcela No.3)	4 Hectáreas + 2,309.84 m2;

Que la Junta Directiva de LA AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ emitió la Resolución J.D. No. 002-2005 de 31 de marzo de 2005, por la cual declaró los polígonos descritos en el párrafo anterior como ÁREAS ADYACENTES al Área del Proyecto de la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A., y autorizó al Administrador para otorgar en concesión dichos polígonos a la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A.;

Que el Administrador de LA AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ emitió la Resolución ADM No.189-2005 de 9 de junio de 2005 y, luego de cumplidas las formalidades legales, se otorgó permiso de concesión a la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A., por un término no mayor de once (11) meses y veintinueve (29) días, en tanto se perfeccionan los trámites legales necesarios para la modificación del Contrato de Concesión aprobado mediante la Ley No. 12 de 3 de enero de 1996, para ocupar los polígonos declarados como ÁREAS ADYACENTES al Área del Proyecto de la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A.;

Que, para dar cumplimiento a los términos y condiciones señalados en la Resolución J.D. No. 002-2005 de 31 de marzo de 2005 y a la Resolución ADM No. No.189-2005 de 9 de junio de 2005, y otorgar en concesión las áreas declaradas como ÁREAS ADYACENTES al Área del Proyecto de la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A., es menester modificar términos del Contrato de Concesión aprobado mediante la Ley No. 12 de 3 de enero de 1996, por lo que se hace necesario perfeccionar la Addenda correspondiente;

Que, adicional a los considerandos anteriores y a petición de la empresa COLON CONTAINER TERMINAL, S.A., se sometió a consideración de la Junta Directiva de la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ, el otorgamiento, dentro de la respectiva ADDENDA No.1, de un área de fondo de mar de 18 Has. + 5,551.95 M² y, luego de evaluarla, dicha Superioridad acogió la propuesta.

Que, mediante la Resolución J.D. No.006-2005 de 16 de junio de 2005, la Junta Directiva de la Autoridad Marítima de Panamá, autorizó al Administrador de la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ para suscribir la ADDENDA No. 1, sujeto a la obtención previa de las aprobaciones necesarias para su entrada en vigor, ante el Consejo Económico Nacional, el Consejo de Gabinete y la Asamblea Nacional de la República de Panamá;

Que, en sesión de 21 de junio de 2005, el Consejo Económico Nacional (CENA) otorgó opinión favorable al Proyecto de ADDENDA No.1 del Contrato Ley No.12 de 3 de enero de 1996,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO.

Emitir concepto favorable a la ADDENDA No.1 del Contrato Ley No.12 de 3 de enero de 1996.

ARTICULO SEGUNDO. Esta Resolución comenzará a regir desde su aprobación.

COMUNIQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en la ciudad de Panamá, a los 23 días del mes de junio de dos mil cinco (2005).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República
HECTOR ALEMAN
Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
Ministro de Relaciones Exteriores
JUAN BOSCO BERNAL
Ministro de Educación
CARLOS VALLARINO
Ministro de Obras Públicas
CAMILO ALLEYNE
Ministro de Salud
REYNALDO RIVERA
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral

ALEJANDRO FERRER
Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
Ministra de Vivienda
LAURENTINO CORTIZO COHEN
Ministro de Desarrollo Agropecuario
LEONOR CALDERON A.
Ministra de la Juventud,
la Mujer, la Niñez y la Familia
RICAURTE VASQUEZ MORALES
Ministro de Economía y Finanzas
UBALDINO REAL SOLIS
Ministro de la Presidencia y
Secretario General del Consejo de Gabinete

RESOLUCION DE GABINETE N° 26
(De 23 de junio de 2005)

Por la cual se emite concepto favorable a la Addenda no.1 del Contrato N°73 de 15 de diciembre de 1993, aprobado por la Ley 31 de 21 de diciembre de 1993.

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley No. 31 de 21 de diciembre de 1993, se aprobó el Contrato No.73 de 15 de diciembre de 1993, para la Operación, Desarrollo y Administración de una Terminal de Contenedores en el Puerto de Manzanillo, Coco Solo, Provincia de Colón, entre EL ESTADO y la sociedad MOTORES INTERNACIONALES, S.A.;

Que la empresa MOTORES INTERNACIONALES, S.A., cedió a favor de la sociedad MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A., todos los derechos, obligaciones, beneficios y exoneraciones del Contrato No.73 de 15 de diciembre de 1993, aprobado mediante la Ley No.31 de 21 de diciembre de 1993.

Que, en virtud del incremento de las operaciones de la empresa MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A., ésta solicitó a la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ que se declaren como ÁREAS ADYACENTES las siguientes, que se describen en el Anexo I:

Descripción	Área
Parcela No.2 (previamente segregada)	4 Hectáreas + 4,851.63 M2
Parcela No.3 (previamente segregada)	7 Hectáreas + 7,825.29 M2
Parcela 1225Q	2 Hectáreas + 2,670.37 M2
Parcela CS06-01	4 Hectáreas + 3,145.52 M2
Lote "G"	1,492.11 M2

Que la Junta Directiva de la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ emitió la Resolución J.D. No. 001-2005 de 31 de marzo de 2005, por la cual declaró los polígonos descritos en el párrafo anterior como ÁREAS ADYACENTES al Área del Proyecto de la empresa MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A., y autorizó al Administrador para otorgar en concesión dichos polígonos a la empresa MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A.;

Que el Administrador de la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ emitió la Resolución ADM No. 184-2005 de 9 de junio de 2005 y, luego de cumplidas las formalidades legales, se otorgó permiso de concesión a la empresa MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A.; por un término no mayor de once (11) meses y veintinueve (29) días, en tanto se perfeccionan los trámites legales necesarios para la modificación del Contrato de Concesión, aprobado mediante la Ley No. 31 de 21 de diciembre de 1993, para ocupar las áreas declaradas como ÁREAS ADYACENTES al Área del Proyecto de la empresa MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A.;

Que, para dar cumplimiento a los términos y condiciones señalados en la Resolución J.D. No. 001-2005 de 31 de marzo de 2005 y la Resolución ADM No. 184-2005 de 9 de junio de 2005, y otorgar en concesión las áreas declaradas como ÁREAS ADYACENTES al Área del Proyecto de la empresa MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL - PANAMA, S.A., es menester modificar términos del Contrato No.73 de 15 de diciembre de 1993, aprobado mediante la Ley No. 31 de 21 de diciembre de 1993, por lo que se hace necesario perfeccionar la Addenda correspondiente;

Que, mediante la Resolución J.D. No.007-2005 de 16 de junio de 2005, la Junta Directiva de la Autoridad Marítima de Panamá, autorizó al Administrador de la AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ para suscribir la ADDENDA No. 1, sujeto a la obtención previa de las aprobaciones necesarias para su entrada en vigor, ante el Consejo Económico Nacional, el Consejo de Gabinete y la Asamblea Nacional de la República de Panamá.

Que, en sesión de 21 de junio de 2005, el Consejo Económico Nacional (CENA) otorgó opinión favorable al Proyecto de la ADDENDA No.1 del Contrato No.73 de 15 de diciembre de 1993, aprobado por la Ley 31 de 21 de diciembre de 1993,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO. Emitir concepto favorable a la ADDENDA No.1 del Contrato No.73 de 15 de diciembre de 1993, aprobado por Ley 31 de 21 de diciembre de 1993.

ARTÍCULO SEGUNDO. Esta Resolución comenzará a regir a partir de su aprobación.

COMUNIQUESE Y CÚMPLASE.

Dada en la ciudad de Panamá, a los 23 días del mes de junio de dos mil cinco (2005).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República
HECTOR ALEMAN
Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
Ministro de Relaciones Exteriores
JUAN BOSCO BERNAL
Ministro de Educación
CARLOS VALLARINO
Ministro de Obras Públicas
CAMILO ALLEYNE
Ministro de Salud
REYNALDO RIVERA
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral

ALEJANDRO FERRER
Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
Ministra de Vivienda
LAURENTINO CORTIZO COHEN
Ministro de Desarrollo Agropecuario
LEONOR CALDERON A.
Ministra de la Juventud,
la Mujer, la Niñez y la Familia
RICARTE VASQUEZ MORALES
Ministro de Economía y Finanzas
UBALDINO REAL SOLIS
Ministro de la Presidencia y
Secretario General del Consejo de Gabinete

MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
DIRECCION DE CREDITO PUBLICO
RESOLUCION N° 007-2005-DCP
(De 29 de abril de 2005)

**"POR LA CUAL SE ESTABLECEN LAS CONDICIONES DE LA EMISION
DE LETRAS DEL TESORO CON VENCIMIENTO EN MAYO DE 2006"**

LA DIRECTORA DE CRÉDITO PÚBLICO

En uso de sus facultades legales,
CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Ejecutivo No. 71 de 24 de junio de 2002, se designa a la Dirección de Crédito Público como ente administrativo responsable para preparar y ejecutar las emisiones de Títulos Valores del Estado, debidamente autorizadas por el Consejo de Gabinete.

Que el mencionado Decreto Ejecutivo, designa a la Dirección de Crédito Público en representación del Ministerio de Economía y Finanzas, para fijar las condiciones de cada emisión y los procedimientos para su colocación, atendiendo a las condiciones del mercado y los mejores intereses del Estado.

Que el Decreto de Gabinete No. 11 de 6 de abril de 2000, modificado a su vez por el Decreto de Gabinete No. 13 de 11 de julio de 2001, el cual se modifica mediante el Decreto de Gabinete No. 32 de 16 de octubre de 2002, autoriza una emisión de Letras del Tesoro hasta Doscientos Cincuenta Millones de Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (USD \$250,000,000.00) representados por Títulos Globales.

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: Se establecen las condiciones de la emisión de Letras del Tesoro con vencimiento en mayo de 2006:

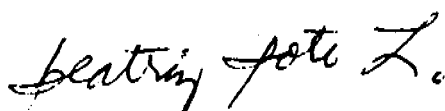
Monto Indicativo no Vinculante:	Veinte Millones de Dólares de los Estados Unidos de América (\$20,000,000.00)
Tipo de Instrumento:	Cero Cupón
Plazo:	12 meses.
Fecha de Subasta:	01 de Junio de 2005
Fecha de Liquidación:	06 de Junio de 2005
Vencimiento:	26 de Mayo de 2006
Tipo de Subasta:	Precio múltiple.
SONA y Listado:	Bolsa de Valores de Panamá
Agente de Pago:	Banco Nacional de Panamá
Repago:	Un solo pago de capital al vencimiento
Legislación Aplicable:	Leyes de la República de Panamá

ARTICULO SEGUNDO: Esta Resolución empezará a regir a partir de su aprobación y promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto de Gabinete No. 11 de 6 de abril de 2000, modificado a su vez por el Decreto de Gabinete No. 13 de 11 de julio de 2001, el cual se modifica mediante el Decreto de Gabinete No. 32 de 16 de octubre de 2002; Decreto Ejecutivo No. 71 de 24 de junio de 2002; Resolución No. 02-2002-DCP de 27 de junio de 2002.

Dada en la ciudad de Panamá a los veintinueve (29) día del mes de Abril de dos mil cinco (2005)

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE,



Beatriz Soto
Sub Directora Encargada



Aracelly Méndez
Directora de Crédito Público

**RESOLUCION N° 008-2005-DCP
(De 31 de mayo de 2005)**

**"POR LA CUAL SE ESTABLECEN LAS CONDICIONES DE LA EMISION
DE LETRAS DEL TESORO CON VENCIMIENTO EN MAYO DE 2006"**

LA DIRECTORA DE CRÉDITO PÚBLICO
En uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Ejecutivo No. 71 de 24 de junio de 2002, se designa a la Dirección de Crédito Público como ente administrativo responsable para preparar y ejecutar las emisiones de Títulos Valores del Estado, debidamente autorizadas por el Consejo de Gabinete.

Que el mencionado Decreto Ejecutivo, designa a la Dirección de Crédito Público en representación del Ministerio de Economía y Finanzas, para fijar las condiciones de cada emisión y los procedimientos para su colocación, atendiendo a las condiciones del mercado y los mejores intereses del Estado.

Que el Decreto de Gabinete No. 11 de 6 de abril de 2000, modificado a su vez por el Decreto de Gabinete No. 13 de 11 de julio de 2001, el cual se modifica mediante el Decreto de Gabinete No. 32 de 16 de octubre de 2002, autoriza una emisión de Letras del Tesoro hasta Doscientos Cincuenta Millones de Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (USD \$250,000,000.00) representados por Títulos Globales.

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: Se establecen las condiciones de la emisión de Letras del Tesoro con vencimiento en Mayo de 2006:

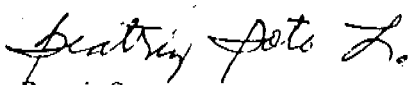
Monto Indicativo no Vinculante:	Veinte Millones de Dólares de los Estados Unidos de América (\$20,000,000.00)
Tipo de Instrumento:	Cero Cupón
Plazo:	11 meses.
Fecha de Subasta:	14 de Junio de 2005
Fecha de Liquidación:	17 de Junio de 2005
Vencimiento:	26 de Mayo de 2006
Tipo de Subasta:	Precio múltiple
SONA y Listado:	Bolsa de Valores de Panamá
Agente de Pago:	Banco Nacional de Panamá
Repago:	Un solo pago de capital al vencimiento
Legislación Aplicable:	Leyes de la República de Panamá

ARTICULO SEGUNDO: Esta Resolución empezará a regir a partir de su aprobación y promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto de Gabinete No. 11 de 6 de abril de 2000, modificado a su vez por el Decreto de Gabinete No. 13 de 11 de julio de 2001, el cual se modifica mediante el Decreto de Gabinete No. 32 de 16 de octubre de 2002; Decreto Ejecutivo No. 71 de 24 de junio de 2002; Resolución No. 02-2002-DCP de 27 de junio de 2002.

Dada en la ciudad de Panamá a los treinta y uno (31) día del mes de Mayo de dos mil cinco (2005)

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE,


Beatriz Soto
Sub Directora Encargada


Ana Cecilia Méndez
Directora de Crédito Público

**ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION N° JD-5353
(De 14 de junio de 2005)**

“Por la cual se resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A., en contra de la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, mediante la cual se aprobó el Reglamento de Transmisión”.

**La Junta Directiva del Ente Regulador de los Servicios Públicos,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley 24 de 30 de junio de 1999 y la Ley 15 de 7 de febrero de 2001, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el ERSP aprobó el Reglamento de Transmisión, para el servicio público de transmisión de electricidad;
4. Que la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A., presentó contra la referida Resolución JD-5216, recurso de reconsideración con el objeto que la misma sea modificada;
5. Que en su escrito, el recurrente propone la modificación de algunos artículos del Reglamento de Transmisión, los cuales fueron analizados por esta Entidad Reguladora y sobre los cuales es necesario referirnos:

5.1 TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES

5.1.1 Artículo 2. El recurrente considera que el objeto general del Reglamento de Transmisión debe ser modificado debido a que no contiene ninguna disposición para que los criterios y fórmulas para el cálculo de las tarifas de transmisión lleven implícito criterios de minimización de los impactos tarifarios a los clientes finales así como también los criterios de política energética nacional de promoción de los recursos energéticos del país.

Respuesta del ERSP:

Debemos aclarar que el Reglamento de Transmisión no tiene como objetivo principal establecer criterios de política energética nacional, atribución que conforme al artículo 7 de la Ley 6 de 1997, le compete a la Comisión de Política Energética.

Por otra parte, debemos señalar que los criterios y procedimientos establecidos en los Títulos V y VII del Reglamento de Transmisión que se refieren a la expansión del sistema transmisión y del régimen tarifario de transmisión, están orientados a minimizar el impacto tarifario a los usuarios del sistema de transmisión, por lo que no consideramos necesarios una modificación a este artículo.

5.1.2 Artículo 3. Según el recurrente debe ser modificado a fin de que se tome en cuenta que los nuevos distribuidores que se conecten al Sistema de Transmisión deben estar fuera de las áreas ya concesionadas. Propone que el punto e) del artículo 3 se redacte en la siguiente forma: "Distribuidores, conectados o **distribuidores fuera de las zonas ya concesionadas** que desean conectarse al Sistema de Transmisión."

Respuesta del ERSP:

Esta Entidad considera que no es necesaria la modificación del alcance del Reglamento, ya que los distribuidores tienen la exclusividad para prestar el servicio público de distribución en el área correspondiente a su concesión. Cualquier nuevo distribuidor que se instale, deberá hacerlo en las áreas no concesionadas. No obstante, un nuevo distribuidor para atender su zona de concesión, puede requerir conectarse al Sistema Principal de Transmisión a través de líneas que pasen por la zona de concesión de otro distribuidor, lo cual es perfectamente viable.

5.1.3 Artículo 6. Plantea la modificación de algunas de las definiciones contenidas en este artículo como sigue:

- **Plan de Expansión:** si bien esta definición es igual a la que aparece en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, se debe detallar las características generales y particulares con las que debe ser desarrollado el plan de expansión de generación, así como debe expresar los criterios técnicos, económicos y de política energética que deben ser considerados.

Respuesta del ERSP:

El Reglamento de Transmisión contiene los criterios técnicos suficientes para la elaboración del Plan de Expansión, así como las características generales y particulares con las que debe ser desarrollado.

Por otra parte, debemos reiterar que los criterios de política energética nacional son responsabilidad de la Comisión de Política Energética.

- **Red de transmisión:** señalan que no se establece una definición clara que permita determinar la frontera que divide las redes de distribución y la de transmisión. Esto eventualmente puede provocar conflicto de intereses, ya que se podría entender que

cuando el Reglamento de Transmisión se refiera a la red de transmisión, también se está refiriendo a la red de las empresas de distribución.

- **Transmisión:** Si bien esta definición es igual a la que aparece en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, se debe aclarar que no debe entenderse que la actividad de transporte de energía eléctrica incluye la red de distribución utilizada hasta el punto de recepción por el gran cliente, porque ni física ni legal, ni técnicamente la incluye. Ya que según la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, ETESA no es responsable de la operación, mantenimiento, ni expansión de la red de distribución.

Respuesta del ERSP:

Según la Ley 6 de 1997, la red de distribución hasta el punto de recepción del gran cliente forma parte de la Red de Transmisión. No obstante, es cierto que ETESA no es responsable ni de la operación, ni del mantenimiento, ni de la expansión de la red de distribución.

La clasificación de la red de distribución como parte de la Red de Transmisión hasta el punto de recepción del gran cliente o cuando es usada por generadores o distribuidores que participan en el mercado mayorista, no está referida a la operación, mantenimiento o planificación de la red de distribución, sino a una clasificación para efecto de consideraciones en las remuneraciones tarifarias.

- **Usuarios del Sistema de transmisión:** la generación conectada a las redes de distribución no puede ser considerada como usuaria del sistema de transmisión mientras la energía inyectada por esta central eléctrica no llegue a la red de transmisión. Además, debe contemplarse los autogeneradores y cogeneradores que participen en el mercado mayorista, conectados al Sistema de Transmisión.

Respuesta del ERSP:

Según la definición dada en el Reglamento de Transmisión cuando un generador se conecta a la red de un distribuidor, dicha red pasa a formar parte de la red de transmisión.

Para esta Entidad no queda claro lo planteado por el recurrente en este punto, ya que la generación conectada a las redes de distribución siempre inyectaría energía a la red de transmisión y no necesariamente al sistema de transmisión.

Si a lo que se refiere el recurrente es a la inyección de energía en el sistema de transmisión, le indicamos que la aplicación de los cargos de transmisión a aquellos generadores que están conectados indirectamente al sistema de transmisión corresponde con el principio de equidad que contempla el artículo 97 de la Ley 6 de 1997, dado que la conexión de un generador vinculado

indirectamente al sistema de transmisión, a través de las instalaciones de un distribuidor, afecta el flujo de energía eléctrica en dicho sistema.

Esto es considerado en el Reglamento cuando se reconoce la diferencia de los efectos que pueden producir en el sistema de transmisión los generadores que se encuentran conectados a la red de distribución, en donde se exonera del pago de cargos de transmisión al generador conectado a la red de distribución y que tenga una capacidad de generación igual o inferior a 5 MW, debido a que su capacidad de generación para la mayoría de las situaciones resulta inferior a la demanda del distribuidor en el nodo y por lo tanto, no accedería al sistema de transmisión. En este punto, el ERSP considera necesario modificar el artículo 168 del Reglamento de Transmisión, para aclarar el alcance de la aplicación de los cargos de transmisión, específicamente en lo que se refiere al cargo por el servicio de operación integrada.

Sobre la observación del recurrente de contemplar a los autogeneradores y cogeneradores que participan en el mercado mayorista, la definición de usuario que tiene el Reglamento de Transmisión aplica para cualquier autogenerador o cogenerador que participa en el mercado mayorista, y esto incluye a los que están conectados directamente al Sistema Principal de Transmisión, así como para los que se conectan a dicho sistema a través de las instalaciones de otro usuario.

- **Usuarios indirectos:** la generación conectada a las redes de distribución no puede ser considerada como usuaria indirecta mientras la energía inyectada por esta central eléctrica no llegue a la red de transmisión.

Respuesta del ERSP:

Consideramos que la explicación dada en el punto anterior se aplica de igual forma para este comentario del recurrente.

- **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión:** el concepto de VNR resulta inaplicable para el cálculo de los activos eficientes para la determinación de los costos de operación, mantenimiento y administrativos de los activos del Sistema Principal de Transmisión y de conexión. Prueba de ello es que el VNR utilizado en la revisión tarifaria anterior fue mayor que los activos existentes de ETESA.

Respuesta del ERSP:

La determinación de los costos de operación, mantenimiento y administrativos de los activos del sistema Principal de Transmisión y de Conexión, están calculados como un porcentaje del Valor Nuevo de Reemplazo. Este porcentaje fue establecido de acuerdo a las empresas comparadoras y calculado de igual

forma como la relación de los gastos de operación, mantenimiento y administrativos sobre el VNR de la empresa comparadora, de tal forma que es consistente la metodología.

En el caso de que se hubiese utilizado el esquema de hacer la relación de gastos sobre activos netos depreciados como sugiere la distribuidora, si bien tendría como resultado un valor de activo menor, el porcentaje a aplicar resultaría mayor, por lo que se demuestra que el concepto de VNR si resulta aplicable para el referido cálculo.

5.1.4 Artículo 9. Consideran que las adaptaciones al Reglamento de Transmisión deben llevarse adelante previa discusión y aprobación en el Comité Operativo, por lo que proponen modificar este artículo para que se lea así:

"El presente Reglamento se deberá adaptar, previa discusión y aprobación en el Comité Operativo, a los cambios que surjan en el servicio de Transmisión, a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener eficiencia en su ejecución y a los cambios tecnológicos que se produzcan."

Respuesta del ERSP:

El recurrente no sustenta por que considera que el Comité Operativo debe ser quien previamente apruebe el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, según se establece en el Reglamento de Operación, el Comité Operativo tiene funciones relacionadas con los temas de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), por lo que no podemos acoger lo solicitado.

5.1.5 Artículo 11. Proponen que se incluya en el informe bianual, cuando se refiere a la necesidad de ajuste y las propuestas de modificación al Reglamento de Transmisión, los efectos esperados en las tarifas de los clientes finales.

Respuesta del ERSP:

El artículo 12 del Reglamento de Transmisión permite hacer la evaluación a que se refiere el recurrente, por lo que en los casos en que sea necesario, por razón de afectación de la tarifa, este análisis tendría que ser incluido en el informe bianual.

5.2 TÍTULO II: GENERALIDADES

5.2.1 Artículo 16. Proponen se incluya la frase "previa discusión y aprobación en el Comité Operativo" y, en consecuencia se lea así:

"Cuando se apruebe el Reglamento de Transmisión Regional se deberán aprobar, previa discusión y aprobación en el Comité Operativo, las modificaciones necesarias para la armonización entre ambos reglamentos de transmisión, de requerirse."

Respuesta del ERSP:

Tal y como indicamos en párrafos anteriores el recurrente no sustenta por que considera que el Comité Operativo debe ser quien previamente apruebe el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, según se establece en el Reglamento de Operación, el Comité Operativo tiene funciones relacionadas con los temas de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), por lo que no podemos acoger lo solicitado.

5.2.2 Artículo 17. Plantean un cambio para que se establezca que los ingresos adicionales que se generen por la actividad del Mercado Eléctrico Regional, así como de futuras interconexiones eléctricas internacionales, deben ser trasladados a los clientes finales para que sus tarifas eléctricas se vean beneficiadas.

Respuesta del ERSP:

Debemos observar que el recurrente no indica a qué ingresos adicionales se refiere. No obstante lo anterior, es importante aclarar que en el Reglamento de Transmisión se contempla que el 95% de los ingresos adicionales que reciba la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. en concepto del cargo de transmisión por uso esporádico, se le asigne a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales. Las transacciones de importación con agentes de otros países pagan el cargo por uso esporádico.

5.3 TÍTULO III: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y DE LOS USUARIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN.

5.3.1 Literal b del artículo 22. Sugieren que en este punto debe indicarse que la empresa de transmisión debe informar al usuario previo a la desconexión y presentar el motivo.

Respuesta del ERSP:

Consideramos procedente lo planteado, por lo que se adiciona el literal k al artículo 23 del Reglamento de Transmisión que se refiere a la obligaciones y responsabilidades de la empresa que presta el servicio de transmisión.

5.3.2 Artículo 23. Proponen adicionar un literal (k), que indique lo siguiente:

"Permitir a los representantes designados por los usuarios directos el acceso a sus propios equipos que tengan instalados dentro de las instalaciones de la Empresa de Transmisión"

Respuesta del ERSP:

Los temas que se refieren al acceso a los equipos de propiedad de los usuarios en las instalaciones de la empresa de transmisión, deben ser

acordados en los contratos de acceso, por lo cual no se acepta lo planteado por el recurrente.

5.3.3 Artículo 25. El recurrente sugiere adicionar un literal (g) que disponga lo siguiente:

"Permitir a los representantes designados por los usuarios directos el acceso a sus propios equipos que tengan instalados dentro de las instalaciones de la Empresa de Distribución."

Respuesta del ERSP:

Reiteramos que los temas que se refieren al acceso a los equipos de propiedad de los usuarios en las instalaciones de la empresa de transmisión, deben ser acordados en los contratos de acceso, por lo cual no se acepta lo planteado por el recurrente.

5.3.4 Artículo 26. Recomiendan adicionar un literal (f) que disponga lo siguiente:

"Accesar el área definida por la Empresa de Transmisión en donde se tienen instalados o donde se instalarán los equipos asociados a las líneas de su propiedad."

Respuesta del ERSP:

Aplica lo indicado en la repuesta de los numerales 5.3.2 y 5.3.3.

5.3.5 Artículo 28. Proponen adicionar la frase *"y que inyecte energía y potencia a la red de transmisión,"* a objeto que el referido artículo se lea así:

"Un Generador, Cogenerador y Autogenerador que esté conectado a la Red de Transmisión a través de las instalaciones de un Distribuidor, y que inyecte energía y potencia a la red de transmisión, tendrá los siguientes derechos en su relación con el distribuidor al cual se conecte que le brinda el servicio de transmisión"

Respuesta del ERSP:

Como ya fue explicado en el literal d) del punto 5.1.3, esto se contempla en el Reglamento cuando se reconoce la diferencia de los efectos que pueden producir los generadores que se encuentran conectados a la red de distribución, en donde se exonera del pago de cargos de transmisión al generador conectado a la red de distribución y que tenga una capacidad de generación igual o inferior a 5 MW, debido a que su capacidad de generación para la mayoría de las situaciones resulta inferior a la demanda del distribuidor en el nodo y por lo tanto, no accedería al sistema de transmisión.

5.3.6 Artículo 29. Considera el recurrente que debe incluirse la frase *"y que inyecte energía y potencia a la red de transmisión,"* para que el mismo se lea como sigue:

“Un Generador, Cogenerador y Autogenerador que esté conectado a la Red de Transmisión a través de las instalaciones de un Distribuidor, y que inyecte energía y potencia a la red de transmisión, tendrá las siguientes obligaciones en su relación con el distribuidor al cual se conecte que le brinda el servicio de transmisión”.

Respuesta del ERSP:

Reiteramos la respuesta dada en el literal 5.3.5.

5.4 TÍTULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

5.4.1 Artículos 37, 38, 39 y 40. El recurrente solicita se aclare si el contenido de estos artículos aplica a los usuarios directos solamente o también aplica a los usuarios indirectos.

Respuesta del ERSP:

Los artículos a que se refiere el recurrente aplican tanto a usuarios directos como indirectos, por lo que todos deben tener un contrato de acceso al sistema de transmisión y la instalación de nueva generación o consumo debe seguir el procedimiento de acceso al sistema.

5.4.2 Artículo 39. Según el recurrente a este artículo debe adicionarse la frase “y aquellas no incluidas de ámbito internacional,” a fin de que disponga lo siguiente:

“...incluidos en este Reglamento de Transmisión y aquellas no incluidas de ámbito internacional y de las normas ambientales...”

Respuesta del ERSP:

El comentario no es claro debido a que no dice a qué normas se refiere. No obstante indicamos, que entre los estudios que deben acompañar a la solicitud de acceso no se debe hacer referencia en este punto a las normas de ámbito internacional, ya que el Reglamento de Transmisión contempla modificaciones para armonizar el Reglamento de Transmisión Regional con el Reglamento de Transmisión Nacional, y es ahí en donde se verá lo relativo a las normas internacionales que serán necesarias considerar en la solicitud de acceso.

5.4.3 Literal c del artículo 41. Propuesta para adicionar la frase “y *aquellas no incluidas de ámbito internacional,*” a fin de que disponga lo siguiente:

“...Calidad de Servicio del presente Reglamento y aquellas no incluidas de ámbito internacional.”

Respuesta del ERSP:

Reiteramos lo señalado en el numeral 5.4.2.

5.4.4 Artículo 44. Según el recurrente debe ser revocado por lo que en el **artículo 43** se debe disponer que para los casos de solicitud de conexión a redes de empresas que no sea la de transmisión, dicha solicitud se le debe enviar al CND y a la empresa en cuya red se realiza la conexión, mas no a ETESA por no ser directamente afectado.

Respuesta del ERSP:

La solicitud de revocación de este artículo no procede, debido a que la solicitud de acceso a que se hace referencia en este artículo es para el Sistema de Transmisión. Independientemente de si es un usuario directo o indirecto, resulta indispensable que siempre exista una solicitud de acceso al Sistema de Transmisión, para que el CND y la empresa de transmisión cuenten con la información que le permita evaluar el impacto que pudieran tener las nuevas instalaciones en el uso del sistema de transmisión.

5.4.5 Artículos 45 y 46. Según el recurrente se deben modificar para que las evaluaciones sean realizadas por el CND, con la participación o no de ETESA.

Respuesta del ERSP:

La modificación no es viable debido a que las evaluaciones de las solicitudes de acceso al Sistema de Transmisión corresponden a ETESA en su condición de propietario del Sistema de Transmisión, por lo que es imprescindible que ETESA sea la que evalúe dichas solicitudes, con las observaciones y requerimientos generales del CND y de la empresa donde se conecta el usuario, de no ser la empresa de transmisión.

5.4.6 Artículos 51 a 55. A criterio del recurrente se deben revocar estos artículos ya que los contratos de acceso son innecesarios y prueba de ello es que en países como España, no se contemplan estos contratos y lo único que logran es encarecer la tarifa de los clientes regulados, ya que los costos, por ejemplo de las garantías de pago y las de cumplimiento, se deberán transferir a la misma, pues al igual que las garantías de los contratos de compra de energía y del mercado ocasional son "PASS THROUGH".

Respuesta del ERSP:

Los contratos de acceso son necesarios para determinar los derechos y obligaciones de las partes en temas como mantenimiento, normas de calidad en la conexión, garantías de pago de cargos, incumplimientos, motivo por el cual no se acepta la recomendación.

5.4.7 Artículo 53. Según el recurrente debe ser modificado si no se acepta revocar los artículos 51 a 55, a fin de que se disponga que en el caso de un gran cliente, la energización debería estar condicionada también a la presentación del contrato con la empresa de distribución.

Respuesta del ERSP:

Aclaremos que los grandes clientes conectados a la red del distribuidor no requieren de contratos de acceso al Sistema de Transmisión ya que los mismos no son usuarios del Sistema de Transmisión. Siendo esto así, no puede condicionarse la energización en distribución.

5.4.8 Artículos 56 y 57. La empresa distribuidora propone una modificación a efectos que ETESA deba informar al usuario la desconexión y los motivos.

Respuesta del ERSP:

El tema de la notificación previa fue incluido como el literal k del artículo 23 del Reglamento y tal como se señaló con anterioridad, la notificación previa no aplica en los casos en que se ponga en riesgo la seguridad del personal y/o los equipos del Sistema Interconectado Nacional, por lo que no procede la modificación solicitada.

5.5 TÍTULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

5.5.1 Artículo 63. De acuerdo a la opinión del recurrente este artículo debe ser modificado ya que la metodología para la determinación de los costos eficientes, difiere de la utilizada por el ERSP para determinar los costos de distribución, a las que se les aplican los factores de eficiencia de parámetros internacionales. No se toma en cuenta que las inversiones que realicen, tanto la empresa de transmisión como el CND, deben pasar por un proceso de análisis que verifique si efectivamente son requeridas para garantizar la operación del sistema de transmisión. El método establecido es discriminatorio, puesto que a las distribuidoras, se les aplican factores de eficiencia internacionales, por lo que se debe hacer lo mismo en transmisión.

Respuesta del ERSP:

En el artículo 63 se establece claramente que los costos a considerar en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión deben ser aquellos que aseguran que las obras y la operación se realizan de manera eficiente.

La diferencia en la forma en que se establecen estos costos con respecto a lo que se hace en la distribución es que precisamente en transmisión existe un Plan de Expansión que previo a la aprobación del ERSP será discutido en consulta pública, en donde la eficiencia de los costos puede ser atendida. Además, aún después de ejecutada la obra se revisa que los costos permitidos sean eficientes. En cambio en distribución, las inversiones que las empresas realizan no son aprobadas por el ERSP, por lo que el mecanismo de garantizar que los costos sean eficientes en distribución es mediante la comparación con factores de eficiencia de parámetros internacionales. Esto en ningún

momento supone un trato discriminatorio, sino que la diferencia proviene del propio mecanismo de regulación que difiere entre la actividad de distribución y la de transmisión.

5.5.2 Artículo 73. Requiere el recurrente una modificación para hacer referencia al Sistema de Transmisión y no al Sistema Interconectado Nacional, a fin de que se lea así:

“(ix) Base de Datos completa y organizada sobre las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión.”

No debe ser Sistema Interconectado Nacional, ya que ETESA, para operar la red de transmisión, no requiere la información de las redes de distribución, especialmente las de media y baja tensión.

Respuesta del ERSP:

Consideramos que el planteamiento es aceptable y en el texto final del Reglamento de Transmisión se reemplaza el término Sistema Interconectado Nacional por Sistema de Transmisión. No obstante, la base de datos debe contener también las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión, que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.

5.5.3 Artículo 75. Según el recurrente debe ser modificado para hacer referencia al Sistema de Transmisión y no al Sistema Interconectado Nacional, a fin de que se lea así:

“(i.6) Análisis dinámico del funcionamiento del Sistema de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad n-1.

No debe ser Sistema Interconectado nacional, ya que eso significaría que abarcaría hasta las redes de distribución, cuyas normas de calidad son diferentes a las del sistema de transmisión.

Respuesta del ERSP:

Consideramos que el planteamiento es aceptable, ya que la aplicación del criterio de seguridad n-1 no debe ser sobre el Sistema Interconectado Nacional, sino sólo debe ser aplicable al Sistema Principal de Transmisión, por lo que el texto de este artículo se ha modificado.

5.5.4 Artículo 79. Requieren la modificación de este artículo para que se aclare qué debe hacer el usuario si las instalaciones en donde se requiere la nueva conexión son de ETESA, por ejemplo la nueva conexión solicitada por EDEMET en Panamá 1.

Respuesta del ERSP:

El artículo 79 establece con claridad que el usuario responsable de la ampliación de la conexión debe cumplir con lo dispuesto en el Título IV del Reglamento de Transmisión, las normas ambientales y la realización de estudios técnicos y eléctricos. Los demás aspectos que surjan cuando las instalaciones en donde se requiere la conexión pertenezca a ETESA, deberán ser acordados en el contrato de acceso.

5.6 TÍTULO VII: NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

5.6.1 Artículo 102. Sugieren una modificación con el objeto de aclarar los conceptos FMIK y TTIK en lo que se refiere a los kVAfsi y kVAmax, pues por la redacción parecen ser lo mismo cuando existe equipamiento.

Respuesta del ERSP:

Luego de analizado el planteamiento, le indicamos que kVAfsi y kVA máximo no son iguales cuando existe equipamiento de transformación, ya que el primero está referido a los kVA instalados interrumpidos en el punto de interconexión y el segundo a los kVA máximos instalados en el punto de interconexión. En este sentido consideramos que el Reglamento es claro en este artículo por lo que no necesita modificarse.

5.6.2 Artículo 107. Opina el recurrente que debe aclararse cómo se llegó a la cifra de 3.74 B./MVArh para la compensación de potencia reactiva. No está claro cómo y donde se va a compensar la potencia reactiva para el soporte de voltaje. Si bien es cierto que cada distribuidor debe generar los MVAr que sus clientes demandan, ello no implica que se está soportando el voltaje donde se necesita. Se debe indicar que el CND debe realizar estudios para determinar los nodos pilotos por área (aquellos en los que es efectiva la inyección de potencia reactiva para soporte de voltaje) y entonces se formalice un procedimiento para determinar a quién le corresponde la inyección de MVAr y quiénes pagan.

Respuesta del ERSP:

El ERSP durante el proceso de Audiencia Pública puso a disposición de todos los interesados el estudio en donde se establece el valor unitario de compensación de potencia reactiva con toda la información pertinente a ello, el cual se fijó en 3.74 B./MVArh. No obstante, para una mayor aclaración señalamos que este valor surge de considerar lo siguiente:

- a) Para la mayoría de los puntos de conexión en el sistema interconectado nacional, el valor del factor de potencia oscila entre 0.96 (-) y 1,00 (-) (más cercano al valor de 1 en la mayoría de los casos).
- b) La posibilidad concreta que los distribuidores mejoren su factor de potencia, dado que fundamentalmente esto se vincula a la conexión/desconexión parcial de bancos de capacitores, para alcanzar valores aceptables del factor de potencia en los puntos de interconexión.
- c) La hipótesis básica de no incorporar equipamiento cuyo costo deba transferirse al usuario final, salvo que sea absolutamente indispensable y necesario para garantizar una adecuada operación del sistema.
- d) La necesidad de contar con cierto grado de reserva de potencia reactiva, que permita mantener la seguridad de operación.
- e) La posibilidad de subexcitación de unidades generadoras térmicas dentro de sus curvas P-Q.

Por otro lado, la compensación de potencia reactiva para el soporte de voltaje se dará en los puntos en donde se requiera, y esto será el resultado de la operación del sistema considerando los incumplimientos que puedan darse por parte de los distintos agentes del mercado en sus obligaciones. La norma de calidad en lo que se refiere al control de potencia reactiva y voltaje, es clara en cuanto a las responsabilidades que le asigna tanto a la empresa de transmisión como a los generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, por lo que se requiere que todas las partes cumplan con las mismas para la correcta operación del sistema.

También, le corresponde al CND dentro de las responsabilidades que se le asignaron en el artículo 144 del Reglamento de Transmisión, realizar un análisis adecuado del sistema de transmisión, para efecto de la aplicación de los recargos y retribuciones por niveles de tensión y factores de potencia a los agentes del mercado.

5.6.3 Artículo 108. Según el recurrente debe ser adicionada la expresión “en forma permanente” y que se lea así:

“...inyecte ningún tipo de disturbio en forma permanente al Sistema Principal de Transmisión...”

Respuesta del ERSP:

Consideramos que el artículo cuestionado constituye un enunciado general y preámbulo conceptual a la normativa de calidad de servicio técnico de perturbaciones, y que dicha normativa se explica más adelante en detalle en los artículos 118 y 121 del Reglamento de Transmisión.

En dichos artículos se indica que los niveles de referencia no deberán ser superados más del 5% del periodo de medición. Además, de existir un incumplimiento a la normativa de calidad técnica del efecto parpadeo y armónicos, el artículo 147 del Reglamento de Transmisión establece que la metodología para determinar el monto de la penalidad y su forma de aplicación deberá ser aprobada previamente por el ERSP. Por lo antes explicado, consideramos innecesario modificar el enunciado del artículo 108 para introducir la expresión “en forma permanente”.

5.6.4 Literal b del artículo 110. Propone el recurrente que en este artículo se señale que la información debe ser aportada por el CND, según estudios de estabilidad que realice.

Respuesta del ERSP:

La información sobre incumplimientos en los niveles de tensión en las barras del Sistema, debe ser entregada por los que prestan el servicio público de transmisión tal y como está establecido en el Reglamento de Transmisión, ya que son estos los responsables de los niveles de tensión en el Sistema de Transmisión. Esto es independiente de cualquier estudio que realice el CND (incluyendo estudios de estabilidad) para operar el sistema en forma confiable y segura.

5.6.5 Literal b del artículo 112. Plantean una modificación con el objeto que este literal disponga que la información se brindará sobre los bancos de condensadores en las Subestaciones y no sobre los instalados en la red de media tensión.

Respuesta del ERSP:

Consideramos que la petición de que la información sea sólo sobre los bancos de condensadores en las Subestaciones podría limitar la información que se requiere, para el adecuado seguimiento y control por parte del CND del sistema de transmisión. Por lo que no corresponde efectuar una modificación a este artículo.

5.6.6 Artículo 114. Proponen que la fecha de inicio de aplicación de esta norma sea por lo menos posterior al mes de marzo de 2006. Ya que para cumplir con la norma de calidad es necesario realizar una serie de actividades que conlleva un lapso de tiempo.

Respuesta del ERSP:

Consideramos que la aplicación de la norma a partir del 1 de mayo de 2005 es adecuada, ya que la norma establecida en la Resolución JD-920 de 24 de junio de 1998, es mucho más restrictiva para los distribuidores. También, hay que destacar que ya era conocido por todos los agentes desde mediados del año 2004 el estudio que el ERSP llevaba a cabo para revisar esta norma y los resultados de dicho estudio fueron puestos a disposición de todos los agentes en octubre de 2004.

5.6.7 Artículo 115. Según el recurrente este artículo debe ser modificado de la siguiente forma:

- a Se indique que en los casos donde un agente del mercado tenga un punto de interconexión con un segundo agente, y este último con la red de transmisión, será responsabilidad exclusiva del segundo agente garantizar el cumplimiento del factor de potencia.

Respuesta del ERSP:

Tal y como se establece en el artículo 114 del Reglamento, la responsabilidad en el cumplimiento del factor de potencia en el punto de interconexión es para el agente que se encuentra conectado al Sistema Principal de Transmisión. Esto es independientemente de que existan otros agentes conectados él.

En los casos en que un agente de mercado se conecte al Sistema de Principal Transmisión a través de las instalaciones de otro agente, las responsabilidades relativas al factor de potencia en la conexión entre los agentes, deberán ser debidamente acordadas entre las partes en el contrato de acceso.

- b En el literal a) del artículo 115 el cálculo del factor de potencia de los circuitos de un agente del mercado que se exploten en forma mallada, debe realizarse considerando la suma total de la potencia activa y reactiva, independientemente si salen de un mismo punto de interconexión o no, ya que, como en el caso del anillo formado entre las Subestaciones Panamá-Cáceres-Locería -Marañón, se presentará un flujo de potencia reactiva que dependerá de la tensión que el CND ajuste en las subestaciones Panamá y Cáceres, que no están bajo control de la Distribuidora.

Respuesta del ERSP:

El cálculo del factor de potencia se debe realizar para cada punto de interconexión, ya que el factor de potencia en cada punto de interconexión afecta directamente el control de tensión y de potencia reactiva en el Sistema Principal de Transmisión.

No obstante lo anterior, el artículo 144 establece que el CND deberá desarrollar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones, por lo que es en esta etapa en que se debe considerar casos específicos, tales como el planteado por el recurrente. En este sentido el ERSP considera necesario, que debido a las implicaciones que tiene la metodología que desarrolle el CND para la aplicación de recargos y retribuciones, la misma debe ser sometida por el CND a aprobación del ERSP, por lo que se modifica el artículo 144 indicando esto.

- c En el literal b) del artículo 115 el cálculo del factor de potencia de los circuitos de un agente de mercado que salgan de un mismo punto de interconexión, debe realizarse considerando la suma total de la potencia activa y reactiva, independientemente de que los circuitos formen aguas abajo una malla o sean explotados en forma radial por el agente, el factor de potencia del nodo en su totalidad es el que afectará al Sistema Interconectado Nacional.

Respuesta del ERSP:

Se considera aceptable que para el cálculo del factor de potencia de los circuitos de un agente de mercado que concurren a un mismo punto de interconexión se considere la suma total de la potencia activa y reactiva, independientemente de que los circuitos aguas abajo sean operados en forma mallada o radial. En este sentido se hace la modificación en el Reglamento de Transmisión.

5.6.8 Artículos 120 y 123. Señala el recurrente que deben ser modificados a fin que los equipos para realizar las mediciones, los debe suministrar e instalar el que brinda el servicio público de transmisión.

Respuesta del ERSP:

Consideramos aceptable que los equipos para realizar las mediciones los suministre e instale el que brinda el servicio público de transmisión, por lo que en el texto del Reglamento de Transmisión se modifican los artículos 120 y 123 en este sentido.

5.6.9 Artículo 126. El recurrente considera que debido a que la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998 que se refiere a la Norma de calidad del servicio técnico de las distribuidoras dispone que el costo de la energía no servida para el cálculo de la reducción tarifaria es de 1.50 B./kWh, no se justifica que para la empresa de transmisión sea de sólo 0.592 B./kWh, lo que constituye un trato discriminatorio, violatorio de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Respuesta del ERSP:

En atención a que el último estudio del Costo de Energía No Servida se realizó en el año 1997, por el Instituto de Recursos Hidráulicos y

Electrificación (IRHE), el ERSP procederá a realizar un nuevo estudio para determinar los valores apropiados del Costo de Energía No Servida a aplicar en materia de regulación.

5.6.10 Sección VII.3.2: Recargos y Retribuciones por Desviaciones en los Niveles de Tensión. De acuerdo al recurrente no se indica quién es responsable de mantener la estabilidad de la tensión ante fallas en el sistema eléctrico, razón por la cual debe ser modificado a fin de que lo exprese con claridad.

Respuesta del ERSP:

Lo relativo a la seguridad del sistema, lo que incluye la estabilidad, es materia del Reglamento de Operación y no del Reglamento de Transmisión.

5.6.11 Sección VII.3.3: Recargos y Retribuciones por Desviaciones en el factor de Potencia. El recurrente sugiere una modificación a fin de que se disponga cómo será controlada la potencia reactiva generada en las líneas de transmisión, sobretodo en las horas valle y se exprese qué medidas se tomarán para casos de incumplimiento de los rangos de factor de potencia por la empresa de transmisión, pues de igual forma algunos generadores tendrán que consumir esa potencia reactiva.

Respuesta del ERSP:

La norma de calidad establecida en el Reglamento de Transmisión es clara en las responsabilidades que le asigna a cada agente, en donde a la empresa de transmisión se le controla el nivel de tensión y no la cantidad de potencia reactiva generada por las líneas de transmisión en horas de valle. En consecuencia, a la empresa de transmisión no se le penaliza por factor de potencia sino por violaciones en los límites de tensión máximos y mínimos.

5.7 TÍTULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES

5.7.1 Literal d) del artículo 195. De acuerdo al recurrente debe ser modificado a fin de que se lea así:

"El cargo por uso de redes incluirá, además, un cargo por pérdidas en la red de transmisión y distribución que será el costo económico del incremento positivo o negativo de las pérdidas de energía que introduce el usuario valoradas al precio reconocido al distribuidor por el costo de abastecimiento según corresponda. La determinación del incremento será realizada con la misma metodología con que se calculan los factores medios de pérdidas."

Manifiestan que las pérdidas no sólo cuestan por la energía comprada en bloque, sino que su valoración está afectada también por los costos de compra de potencia, servicios auxiliares, generación obligada, costos de transmisión, costos por el uso de redes de otros agentes y costos por el mercado ocasional, tal como lo establece el régimen de distribución. Se debe incluir la definición de costo de abastecimiento, de conformidad con lo antes expresado.

Respuesta del ERSP:

El planteamiento de EDEMET es aceptable y este artículo se modifica para indicar que el cargo de las pérdidas en distribución se valoran al costo de abastecimiento del distribuidor. No obstante, el ERSP después de la revisión de este artículo, considera que adicionalmente a lo solicitado por EDEMET, es necesario modificar este artículo, para que el cargo por pérdidas sea sólo aplicado cuando haya incrementos positivos de pérdidas en la red de distribución.

En adición se incluye en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión la definición de Costo de Abastecimiento.

5. 8 Se debe reemplazar el término reactivo por el de potencia reactiva. Indica el apoderado judicial que según la definición de la Real Academia Española de la Lengua, la palabra reactivo no tiene que ver con el uso que se le da en el Reglamento de Transmisión.

Respuesta del ERSP:

El término correcto es potencia reactiva tal y como lo señala el recurrente, por lo que se reemplaza el término "reactivo" por "potencia reactiva" en todas las partes donde el mismo aparece en el Reglamento de Transmisión.

6. Que en atención a las anteriores consideraciones y visto que conforme al numeral 25 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, le corresponde a esta Entidad realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la ley, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: ACEPTAR parcialmente el recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., contra la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, emitida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos.

SEGUNDO: ADICIONAR al artículo 6 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, la definición de Costo de Abastecimiento:

Costo de Abastecimiento: Es la suma que resulta de la adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requeridas, puesta en los nodos de la distribuidora que incluye el servicio de transmisión, pérdidas en transmisión y demás costos del mercado mayorista."

TERCERO: ADICIONAR un nuevo literal al artículo 23 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual se identificará como k cuyo texto queda así:

“ k) La empresa que presta el servicio de transmisión, deberá notificar previamente al usuario afectado sobre la fecha de su desconexión y el motivo, no siendo necesario esta notificación previa, en los casos en que se ponga en serio riesgo la seguridad del personal y/o los equipos del Sistema Interconectado Nacional.”

CUARTO: MODIFICAR el punto (ix) del literal c del artículo 73 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

“ (ix) Base de datos completa y organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión, y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.”

QUINTO: MODIFICAR el punto i.6 del literal d del artículo 75 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

“ (i.6) Análisis dinámico del funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad n-1.”

SEXTO: MODIFICAR el artículo 115 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

“ Artículo 115: Para el cálculo del factor de potencia de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en cada uno de sus puntos de interconexión se debe considerar que cuando un agente tiene varios circuitos que concurren a un mismo punto de interconexión, se deberá determinar el valor del factor de potencia correspondiente a dichos circuitos considerando la suma total de la potencia activa y reactiva de todos los circuitos que concurren al mismo punto de interconexión.”

SÉPTIMO: MODIFICAR el artículo 120 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

“ Artículo 120. Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, podrán medir cuando así lo consideren necesario a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en su punto de interconexión, por un período mínimo de dos semanas, para llevar un control de la posible inyección y presencia del efecto de parpadeo en el Sistema Principal de Transmisión.”

OCTAVO: MODIFICAR el artículo 123 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

“Artículo 123. Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, podrán medir cuando así lo consideren necesario a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en su punto de interconexión, por un período mínimo de dos semanas, para llevar un control de la posible inyección y presencia de armónicas en el Sistema Principal de Transmisión. La tasa de distorsión individual máxima para cada armónica es la siguiente:

Tabla de Tasa de Distorsión Armónica

Orden de la Armónica (n)	Tasa de Distorsión Individual - V_{DAI} (%)
Impares no múltiplos de 3	
5	2.0
7	2.0
11	1.5
13	1.5
17	1.0
19	1.0
23	0.7
25	0.7
> 25	$0.1 + 0.6 \times 25/n$
Impares múltiplos de 3	
3	2.0
9	1.0
15	0.3
21	0.2
> 21	0.2
Pares	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.4
10	0.4
12	0.2
> 12	0.2
Tasa de Distorsión Total - V_{DAT}	3

Donde: Tasa de Distorsión Armónica Individual (V_{DAI}) = V_i/V_1

$$\text{Tasa de Distorsión Armónica Total (V}_{\text{DAT}}) = \sqrt{\frac{\sum V_i^2}{V_1^2}}$$

V_i = Valor de Tensión de la armónica de orden i

V_1 = Valor de Tensión de la fundamental"

NOVENO: MODIFICAR el artículo 144 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

"Artículo 144 El CND deberá desarrollar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones. Esta metodología previamente a su implementación deberá ser sometida a aprobación del ERSP. Además, el CND deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 del mes siguiente al analizado."

DÉCIMO: MODIFICAR el artículo 168 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

" Artículo 168. Los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión, y el cargo por el servicio de operación integrada serán aplicados a los usuarios directos e indirectos del sistema de transmisión o a un equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario. Para tales efectos se deben tener las siguientes consideraciones:

- a) Cuando el usuario sea un distribuidor con una planta de generación propia mayor a 5 MW (sea ésta propia o de generadores, Autogeneradores y Cogeneradores que le vendan su producción), asumirá los cargos que le correspondan como distribuidor y los asociados a esa generación.
- b) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador o cogenerador conectado a la red de otro usuario con una planta de generación mayor a 5 MW asumirá los cargos asociados a la generación considerada.
- c) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador, cogenerador o un distribuidor que haya instalado un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión con una capacidad individual menor a 5 MW, se tomará en consideración la suma de la capacidad del grupo.
- d) Cuando un cargo ha sido asignado a un usuario indirecto, el usuario directo correspondiente no deberá tener ningún cargo asociado al uso que el usuario indirecto asume de manera directa y diferenciada."

DÉCIMOPRIMERO: MODIFICAR el literal d del artículo 195 del Anexo A del Reglamento de Transmisión aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, el cual queda así:

"d) El cargo por uso de redes incluirá además un cargo por pérdidas en la red de distribución cuando el usuario ocasione un incremento positivo de las pérdidas de energía en dicha red. El costo económico de este incremento se valorará al precio reconocido al distribuidor por el costo de abastecimiento. La determinación del incremento será realizada con la misma metodología con que se calculan los factores medios de pérdidas."

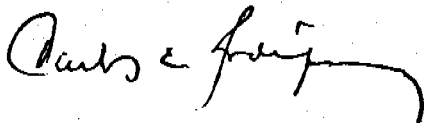
DÉCIMOSEGUNDO: REEMPLAZAR en el texto del Anexo A de la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 el término "reactivo" por "potencia reactiva".

DÉCIMOTERCERO: ADVERTIR que la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y su Anexo A se mantiene inalterado, a excepción de las modificaciones aprobadas en la presente resolución.

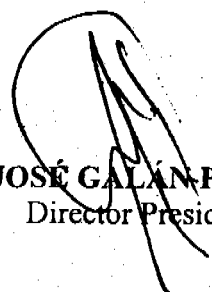
DÉCIMOCUARTO: ADVERTIR que la presente resolución rige a partir de su notificación y agota la vía gubernativa.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley 24 de 30 de junio de 1999 y la Ley 15 de 7 de febrero de 2001; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.


CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
Director


NILSON A. ESPINO
Director


JOSÉ GALÁN PONCE
Director Presidente

RESOLUCION N° JD-5363
(De 20 de junio de 2005)

“Por la cual se aprueba la modificación de los numerales 1.5.2.1 y 1.5.2.2 de la Parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, sobre la Actualización Tarifaria.”

La Junta Directiva del Ente Regulador de los Servicios Públicos,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 se establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 20 de la Ley 6 mencionada anteriormente, preceptúa que le corresponde al Ente Regulador establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que en esa misma disposición legal se establece, en el numeral 1 del artículo 98, que le corresponde a esta Entidad definir periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada; así como establecer, de acuerdo con los estudios de costos, topes tarifarios máximos y mínimos que son de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
5. Que mediante la Resolución JD-5275 del 3 de mayo de 2005, el Ente Regulador, aprobó someter a Consulta Pública la propuesta de modificación de los numerales 1.5.2.1 y 1.5.2.2 de la parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad que se refiere a la Actualización Tarifaria;
6. Que la propuesta de modificación tiene como propósito incluir un método de ajuste al cálculo del costo permitido de generación, en los casos en que el perfil de ventas de energía de las distribuidoras a los clientes resulte distinta al perfil de las compras de energía que hacen estas empresas a las generadoras en un mismo periodo, con el objeto de evitar el traslado de costos que no corresponden a la tarifa y que perjudican a los clientes finales;
7. Que para tal fin el Ente Regulador, estableció un periodo comprendido del 9 al 20 de mayo de 2005, para que cualquier interesado presentara sus comentarios con relación a la propuesta de modificación de los referidos artículos del Régimen Tarifario;

8. Que en dicho periodo y conforme consta en el Acta del 20 de mayo de 2005, esta Entidad Reguladora recibió los comentarios de Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET), la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y la Defensoría del Pueblo;
9. Que conforme a lo dispuesto en la Resolución JD-5275 de 3 de mayo de 2005, el Ente Regulador procedió a evaluar los comentarios presentados y sobre los cuales nos referiremos a continuación:

9.1. COMENTARIOS DE ELEKTRA NORESTE, S.A.

- 9.1.1. Se oponen a que los cambios presentados en la propuesta apliquen para el ajuste tarifario de julio de 2005, argumentando que con esto se estarían afectando periodos ya pasados (julio a diciembre 2004 y de enero a marzo 2005), lo cual indican va en contra del principio de irretroactividad de la Ley.

Para la empresa distribuidora, que esta propuesta tenga efectos retroactivos, representa un cambio en las reglas del juego sobre las cuales la empresa realizó sus registros financieros, y por tanto, representaría la necesidad de modificar los registros financieros del año 2004, cuyo periodo fiscal ya está debidamente cerrado y auditado.

En virtud de lo expuesto, solicitan se modifique el numeral 2 de la parte de "NOTAS" al Anexo A de la Propuesta para que indique que esta modificación una vez aprobada, entraría a regir en la actualización tarifaria semestral correspondiente al 1 de enero del 2006 a junio de 2006, en la cual sólo se aplicará el ajuste para el periodo P-1, que correspondería a los meses de julio de 2005 a septiembre de 2005.

RESPUESTA DEL ENTE REGULADOR:

El artículo 97 de la Ley 6 de 1997, permite, con el objeto de que se cumpla con los principios de suficiencia financiera y eficiencia económica, que las tarifas garanticen la recuperación de los costos y gastos propios de operación y reflejen siempre el nivel y estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

Debemos agregar que el artículo 111 de la referida Ley 6, establece que las tarifas deben cubrir los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

Lo anterior supone que en las tarifas de los clientes, las empresas distribuidoras no pueden trasladar un costo distinto al que debe corresponder a cada grupo de clientes.

No obstante lo anterior y tal como se indicó en la Resolución JD-5275 de 3 de mayo de 2005, se ha observado una desviación entre el volumen de compras de energía en el periodo de punta y fuera de punta, con respecto a

la asignación de ventas de energía a los clientes en esos periodos, lo cual resulta en una inexacta asignación de costos a los clientes que ocasiona, en algunos casos, ingresos adicionales que no le corresponden a las empresas distribuidoras y que afecta negativamente la tarifa de los clientes finales.

Tal y como se indicó en la Resolución JD-5275 de 3 de mayo de 2005, la propuesta de modificación de los artículos 1.5.2.1 y 1.5.2.2 de la parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, tiene el objeto de corregir el cálculo de costo permitido de generación, con el objeto de evitar que se traslade a la tarifa un costo distinto al que debe corresponder a cada grupo de clientes, cuando el perfil de ventas de energía de las distribuidoras a los clientes finales resulte distinta al de las compras de energía que hacen estas empresas a las generadoras.

Respecto a la retroactividad a la que se refiere Elektra Noreste, S.A., debemos indicar que la metodología de actualización tarifaria contempla la revisión permanente de los dos periodos anteriores, es decir: en la actualización tarifaria correspondiente al semestre de julio a diciembre 2005, se revisarán los periodos de julio a diciembre de 2004 y enero a marzo de 2005.

Visto lo anterior, no es cierto que los registros financieros del año 2004 están cerrados y auditados respecto a las variaciones de costos reales estimados en la tarifa (Pass Throuh), puesto que los mismos se cierran con la próxima actualización tarifaria, es decir la correspondiente a julio-diciembre de 2005 con la cual se permitirá pasar a la tarifa de los clientes, el ajuste final del periodo julio-diciembre de 2004.

La aplicación de la modificación de los artículos 1.5.2.1. y 1.5.2.2 a partir de la actualización tarifaria correspondiente al periodo de julio-diciembre de 2005, abarca los periodos que normalmente analiza la metodología de actualización tarifaria, es decir los dos semestres anteriores, lo que permite al Ente Regulador, sin afectar el principio de irretroactividad de la Ley, realizar los ajustes correspondientes en la tarifa, que en este caso resultan a favor de los clientes.

9.2. COMENTARIOS DE EDEMET Y EDECHI

9.2.1. Sugieren que la modificación propuesta se inicie en la actualización tarifaria correspondiente a julio-diciembre de 2005, a partir del periodo 'p', es decir, en el cálculo de los costos estimados correspondientes a dicho semestre y que posteriormente, en las sucesivas actualizaciones tarifarias se vayan incorporando los periodos p-1 y p-2.

RESPUESTA DEL ENTE REGULADOR:

El Ente Regulador propuso la aplicación de factores de corrección solamente para los periodos p-1 y p-2, es decir los dos semestres anteriores, tomando en cuenta que en esos periodos es que se hace la actualización de los datos reales. No tendría sentido corregir solo los datos proyectados, cuando ya es conocido que hay una inconsistencia entre las

compras en punta y fuera de punta de los períodos p-1 y p-2, con respecto a las ventas asignadas a los períodos de punta y fuera de punta, respectivos ya que a la tarifa de los clientes finales todavía se le estarían trasladando injustificadamente, costos que no le corresponden.

- 9.2.2. Para la Actualización Tarifaria correspondiente a julio-diciembre 2005, estas empresas proponen calcular para el período 'p', es decir el semestre en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario, un costo monómico total de compra de energía y potencia con el que se determinarán los costos permitidos de generación, tanto en la punta, como fuera de la punta. La utilización de este costo monómico total en los períodos de punta y fuera de punta de 'p' permitirán minimizar cualquier desviación en los costos totales estimados a incluir en la actualización tarifaria del período 'p', procurándose así una mejor asignación de costos en dichos períodos.

RESPUESTA DEL ENTE REGULADOR:

La propuesta de EDEMET y EDECHI involucra una modificación al Régimen Tarifario en el procedimiento del cálculo de los costos monómicos que no fue contemplada ni sometida a Consulta, por lo cual no se puede tomar en cuenta. Además, al tener una segregación de las ventas consistentes con las compras, el efecto es similar al propuesto.

9.3. COMENTARIOS DE LA DEFENSORIA DEL PUEBLO:

- 9.3.1. Consideran que la forma en que el Ente Regulador ha convocado a la ciudadanía es de tan elevada naturaleza técnica que no permite que nuestros ciudadanos puedan de manera informada emitir su opinión al respecto y se convierte en una limitante al ejercicio del derecho de participación ciudadana.
- 9.3.2. Es su opinión que esta consulta pública es un retroceso si se compara con la convocatoria anterior a fin de consultar públicamente la nueva alza tarifaria que ha sido anunciada.
- 9.3.3. La Defensoría solicita que se le suministre la documentación presentada a consideración del Ente Regulador por parte de las empresas distribuidoras con la intención de sustentar un aumento de electricidad. Solicitan que se suministre dicha información redactada en un lenguaje claro y de fácil comprensión, ya que la misma será utilizada para forjar una opinión informada dentro de la investigación que adelantan sobre la temática de una nueva alza tarifaria de electricidad.

RESPUESTA DEL ENTE REGULADOR:

Es menester indicar que los comentarios emitidos por la Defensoría del Pueblo no se refieren al fondo de la propuesta sometida a la consideración ciudadana.

Cuando el Defensor señala que esta consulta pública es un retroceso, si se compara con la convocatoria anterior, asumimos que se refiere al Foro Informativo realizado el 16 de noviembre de 2004 por el Ente Regulador, en el que se explicó a la ciudadanía los aspectos que involucran los ajustes semestrales de las tarifas eléctricas y se dio a conocer la propuesta de actualización que presentaron las empresas distribuidoras para la actualización tarifaria que entraría a regir a partir del 1° de enero del año 2005.

Deseamos aclararle a la Defensoría que esta Consulta Pública se refiere a otro tema, concretamente a la propuesta de modificación de los numerales 1.5.2.1 y 1.5.2.2 de la parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, que se refieren a un elemento de uno de los componentes de la metodología de actualización tarifaria (el de generación) y no tiene por objetivo someter a la consideración la Actualización Tarifaria correspondiente al período de julio a diciembre de 2005 presentada por las empresas de distribución.

El Ente Regulador realizará en fecha oportuna un Foro Informativo para presentar las propuestas de actualización a la comunidad.

Es necesario señalar que la parte IV del Régimen Tarifario mencionado, contiene la metodología de Actualización dentro del Periodo tarifario y su procedimiento, y fue aprobado mediante la resolución JD-3290 del 22 de abril de 2002 y modificado por las Resoluciones JD-3403, JD-3404 y JD-3405 fechadas 8 de julio de 2002, que resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas distribuidoras ante esta parte del Régimen.

En lo que respecta a los cargos de generación y pérdidas de energía en distribución, en la fórmula de actualización tarifaria semestral se introdujo un esquema de asignación de los costos permitidos diferenciando en los bloques horarios en punta y fuera de punta, con la finalidad de ubicarlos más directamente con los clientes que lo producen.

Para poder realizar esta segregación de los costos es necesario hacer segregación de las compras de energía y una repartición de las ventas de energía equivalentes a esos periodos, en virtud de que existe un grupo de clientes cuya medición de energía es con medidores que no tienen medición horaria. De acuerdo a la metodología, para hacer la repartición de las ventas de energía de los clientes sin medición horaria, se utilizan unos factores de repartición que se establecen a través de una campaña de medición, los que denominamos Factores de Consumo (FCPi).

Las empresas distribuidoras han seguido la metodología establecida en la Parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, no obstante, se ha suscitado una desviación entre el volumen de compras de energía en el periodo de punta y fuera de punta, con respecto a la asignación de las ventas en esos periodos. Esta desviación en la repartición de las ventas en punta y fuera de punta con respecto a la compra de energía en estos mismos periodos, indica que los factores de consumo FCP en algunos casos no están acordes con el comportamiento del consumo de los clientes en la realidad.

El propósito fundamental de haber introducido en la metodología de actualización tarifaria una diferenciación del costo en punta y fuera de punta, es hacer una asignación o repartición de costos que permita que los mismos se ubiquen con más precisión en el grupo de clientes que lo causan.

La ponderación de estos factores, en algunos casos, da como resultado una asignación de venta de energía mayor a la compra de energía en el mismo periodo de punta, causando un traslado de costos a la tarifa, el cual no corresponde, lo que afecta negativamente a los clientes, como se indicó en la Resolución JD-5275.

La propuesta presentada pretende mejorar el procedimiento de Actualización Tarifaria, adicionando un factor de ajuste en los numerales 1.5.2.1 y 1.5.2.2 de la Parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad vigente, para el cálculo de la actualización semestral de los componentes de generación en la tarifa. La documentación al respecto ha estado disponible en las oficinas del Ente Regulador y en la dirección electrónica del web para su análisis.

10. Que vistas las anteriores consideraciones y en atención a que el numeral 25 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, atribuye al Ente Regulador realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la modificación del numeral 1.5.2.1 de la parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, el cual queda así:

"1.5.2.1 CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN

El cargo tarifario por potencia de generación, $CPOTGEN_{i,j}$ para cada categoría i , se ajustarán mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i,j} = CPOTGEN_{p-1,i,j} \times \left(\frac{GP_p^{CR}}{GP_{p-1}^{CR}} \right), \text{ donde:}$$

$CPOTGEN_{p,i,j}$: Cargo por potencia para la categoría i del semestre p ;

$CPOTGEN_{p-1,i,j}$: Cargo por potencia para la categoría i del semestre $p-1$.

Nota: Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria i . En el caso de que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$, en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

GP_p^{CR} : Es el valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en

horas de punta en el período p , es decir, es el valor permitido a recuperar en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de punta en el período p .

GP_{p-1}^{CR} : es el valor que la empresa recuperaría con los cargos actuales en horas de punta (de $p-1$) aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p .

Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos tarifarios asociados a los costos de generación en horas de punta ($CPOTGEN_i$, ($CPOTGENE_i$), $CENEGEN_i$ y $CENEGEN_{i,j=punta}$ para cada clase de clientes i) que contienen las tarifas vigentes en el período $p-1$ a la proyección de ventas de clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del período p . Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. (Nota: en la actualización del primer periodo tarifario se utilizará la información de datos reales que se cuente, o por lo menos 3 meses).

Para calcular el valor GP_p^{CR} se considerará lo siguiente:

En cada período los costos de generación totales en horas de punta permitidos a trasladar a las tarifas se calcularán utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación en horas de punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente que resulte de:

- Costos de compra de potencia firme contratada a través de ETESA: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728 y sus modificaciones posteriores: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución del Ente Regulador. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución del Ente Regulador vigente para el período. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- Costos por compra de energía en hora de punta asociada a los contratos, a través de ETESA: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas de punta.
- Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728 y sus modificaciones posteriores: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.

- Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional en horas de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso de que la empresa resulte recibiendo un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.
- La potencia y energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia y energía respectivamente que resulte en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El componente GP_p^{CR} del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido y de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$GP_p^{CR} = GP_p + (GPE_{p-1} - 2 \times GP_{p-1}) \times (1+r)^{\frac{1}{2}} + (GPR_{p-2} - GPE_{p-2}) \times (1+r)$$

GP_p : Costo permitido de generación en horas de punta asociada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados en el período p . Los costos de generación en horas de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas de punta total por los kWh vendidos (incluyendo el consumo de alumbrado público). El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación en punta entre la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en punta en el período, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

GPE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación en horas de punta con respecto por variaciones en los costos permitidos y en las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período $p-1$. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GPE_{p-1} = GP_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \frac{CGPR_{p-1}}{CGPE_{p-1}} + \frac{\left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGEN_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{(Vi=MD) \text{ Horaria}} (CENEGEN_{p-1,i}^{PUNTA} \times VE_{p-1,i}^{PTA}) \\ &+ SUM_{(Vi=MD) \text{ NoHoraria}} (CENEGEN_{p-1,i} \times VESM_{p-1,i} \times FCP_i) \end{aligned} \right]}{\left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGEN_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{(Vi=MD) \text{ Horaria}} (CENEGEN_{p-1,i}^{PUNTA} \times VR_{p-1,i}^{PTA}) \\ &+ SUM_{(Vi=MD) \text{ NoHoraria}} (CENEGEN_{p-1,i} \times VRSM_{p-1,i} \times FCP_i) \end{aligned} \right]} \right]$$

Donde:

$CGPR_{p-1}$: Costo permitido de generación en horas de punta correspondientes al período $p-1$ calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia), kWh comprados y de generación propia, y a las ventas reales, de los primeros tres meses transcurridos del período $p-1$.

$CGPE_{p-1}$: Costo permitido de generación en horas de punta estimados para el cálculo de GP_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del período $p-1$.

$CPOTGEN_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de potencia de generación para cada categoría tarifaria (clase de clientes i), estimado al momento de calcular GP_{p-1} . (Considerar el $CPOTGEN_{p-1,i}$ si ha sido identificado en la estructura tarifaria.)

$CENEGEN^{PUNTA}_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en punta para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, estimado al momento de calcular GP_{p-1} .

$CENEGEN_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario estimado al momento de calcular GP_{p-1} .

$VE_{i,p-1}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de GP_{p-1} correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

$VR_{i,p-1}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

$VESM_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$ al momento de cálculo de GP_{p-1} . Estas ventas en este caso corresponden a ventas por energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Estas ventas en este caso corresponden a ventas por energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR^{PTA}_{p-1,i,j}$: Ventas de energía en punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$VE_{p-1,i,j}^{PTA}$: Ventas de energía en punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de cálculo de GP_{p-1} de los primeros 3 meses.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-1}$, $VRSM_{p-1}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría i . Este valor se fijará para cada categoría tarifaria que no disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de aprobarse los pliegos tarifarios y se mantendrá constante durante todo el periodo.

No obstante, en la asignación de las ventas reales a los periodos de punta y fuera de punta, se requerirá hacer un ajuste a dicha asignación, aplicando un Factor de Corrección $FCVRS_{p-1}^{PTA}$ de la siguiente manera:

- Se calcula el porcentaje de compras reales de energía en punta $\%CR_{p-1}^{PTA}$ del periodo.
- Se calcula la Venta Real en punta VR_{p-1}^{PTA} multiplicando la Venta Real total (VR_{p-1}) por el factor $\%CR_{p-1}^{PTA}$
- Se calcula la venta real en punta (sin medición horaria) del periodo $VRSM_{i,p-1}^{PTA}$ como:

$$VRSM_{i,p-1}^{PTA} = VR_{p-1}^{PTA} - \sum_{i,vi=MD \text{ Horaria}} VR_{p-1,i}^{PTA}$$

- Se calcula el Factor de Corrección $FCVRS_{p-1}^{PTA}$:

$$FCVRS_{p-1}^{PTA} = VRSM_{i,p-1}^{PTA} / (\sum_{i,vi=MD \text{ NO Horaria}} VR_{p-1,i} \times FCP_i)$$

- Finalmente se deben corregir los FCP_i a utilizar en el cálculo de los ingresos reales del periodo multiplicándolos por el factor $FCVRS_{p-1}^{PTA}$. El valor a utilizar en el periodo fuera de punta es el complementario de la punta.
- Los valores de $CGPR_{p-1}$ y $CGFPR_{p-1}$ a utilizar en el cálculo de las correcciones para el periodo $p-1$ resultarán de:

$$CGPR_{p-1} = VR_{p-1}^{PTA} \times \text{Costomonómico}_{p-1}^{PTA}$$

$$CGFPR_{p-1} = (VR_{p-1} - VR_{p-1}^{PTA}) \times \text{Costomonómico}_{p-1}^{FPTA}$$

GP_{p-1} : Costos de generación permitidos en horas de punta a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo $p-1$. (Es el GP_p de la actualización tarifaria anterior).

GPR_{p-2} : valor que representa el ajuste total del costo generación en horas de punta permitido en el periodo p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir el costo de. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GPR_{p-2} = GP_{p-2} \times \left[\frac{CGPR_{p-2}}{CGPE_{p-2}} + \frac{\left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGEN_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.Horaria} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i} \times VE^{PTA}_{p-2,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.NoHoraria} (CENEGEN_{p-2,i} \times VESM_{p-2,i} \times FCP_i) \end{aligned} \right]}{\left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.Horaria} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i} \times VR^{PTA}_{p-2,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.NoHoraria} (CENEGEN_{p-2,i} \times VRSM_{p-2,i} \times FCP_i) \end{aligned} \right]} \right]$$

Donde:

$CGPR_{p-2}$: Costo permitido de generación en horas de punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia), kWh comprados y de generación propia, y a las ventas reales en el periodo p-2.

$CGPE_{p-2}$: Costo permitido de generación en horas de punta estimados para el cálculo de GP_{p-2}

$CPOTGEN_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de potencia de generación para cada clase de clientes i, estimado al momento de calcular GP_{p-2} . (Considerar el $CPOTGEN_{p-2,i}$ si ha sido identificado en la estructura tarifaria.)

$CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en punta para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, estimado al momento de calcular GP_{p-2}

$CENEGEN_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario estimado al momento de calcular GP_{p-2}

$VE_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el periodo de tiempo correspondiente a los seis meses de p-2. Estas ventas se discriminan en ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los seis meses de p-2. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i.

$VESM_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el periodo de tiempo correspondiente a los seis meses de p-2. Estas ventas en este caso corresponden al consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los seis meses de p-2. Estas ventas en este caso

corresponden a las ventas por consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR_{p-2,i}^{PTA}$: Ventas de energía en punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, registradas en el periodo correspondiente a $p-2$.

$VE_{p-2,i}^{PTA}$: Ventas de energía en punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, correspondientes al periodo $p-2$.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-2}$, $VRSM_{p-2}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría i . Este valor se fijará para cada categoría tarifaria que no disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de aprobarse los pliegos tarifarios y se mantendrá constante durante todo el periodo.

No obstante, en la asignación de las ventas reales a los periodos de punta y fuera de punta, se requerirá hacer un ajuste a dicha asignación, aplicando un Factor de Corrección $FCVRS_{p-2}^{PTA}$ de la siguiente manera:

- Se calcula el porcentaje de compras reales de energía en punta $\%CR_{p-2}^{PTA}$ del periodo.
- Se calcula la Venta Real en punta VR_{p-2}^{PTA} multiplicando la Venta Real total (VR_{p-2}) por el factor $\%CR_{p-2}^{PTA}$.
- Se calcula la venta real en punta (sin medición horaria) de cada periodo $VRSM_{i,p-2}^{PTA}$ como:

$$VRSM_{i,p-2}^{PTA} = VR_{p-2}^{PTA} - \sum_{i, Vi=MD \text{ Horaria}} VR_{p-2,i}^{PTA}$$

- Se calcula el Factor de Corrección $FCVRS_{p-2}^{PTA}$:

$$FCVRS_{p-2}^{PTA} = VRSM_{i,p-2}^{PTA} / (\sum_{i, Vi=MD \text{ NO Horaria}} VR_{p-2,i} \times FCP_i)$$

- Finalmente se deben corregir los FCP_i a utilizar en el cálculo de los ingresos reales del periodo multiplicándolos por el factor $FCVRS_{p-2}^{PTA}$. El valor a utilizar en el periodo fuera de punta es el complementario de la punta.

- Los valores de $CGPR_{p-2}$ y $CGFPR_{p-2}$ a utilizar en el cálculo de las correcciones para el periodo $p-2$ resultarán de:

$$CGPR_{p-2} = VR_{p-2}^{PTA} \times \text{Costomonómico}_{p-2}^{PTA}$$

$$CGFPR_{p-2} = (VR_{p-2} - VR_{p-2}^{PTA}) \times \text{Costomonómico}_{p-2}^{FPTA}$$

GP_{p-2} : Costos totales de generación permitidos a pasar a la tarifa en horas de punta con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p-2 (Es el GP_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

GPR_{p-2} : Corresponde al valor de ajuste parcial en la actualización tarifaria anterior. (Es el GPE_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

r ya se ha definido.”

SEGUNDO: APROBAR la modificación del numeral 1.5.2.2 de la parte IV del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, el cual queda así:

“1.5.2.2 CARGO POR ENERGÍA DE GENERACIÓN EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA

A. Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN^{PUNTA}_{i,p} = CENEGEN^{PUNTA}_{i,p-1} \times \left(\frac{GP_p^{CR}}{GP_{p-1}^{CR}} \right)$$

$$CENEGEN^{F.PUNTA}_{i,p} = CENEGEN^{F.PUNTA}_{i,p-1} \times \left(\frac{GFP_p^{CR}}{GFP_{p-1}^{CR}} \right)$$

B. Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN_{i,p} = CENEGEN_{i,p-1} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GP_p^{CR}}{GP_{p-1}^{CR}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFP_p^{CR}}{GFP_{p-1}^{CR}} \right) \right]$$

Donde:

$CENEGEN^{PUNTA}_{i,p}$: Cargo por Energía en punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria, del semestre p;

$CENEGEN^{PUNTA}_{i,p-1}$: Cargo por Energía en punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria del semestre p-1.

$CENEGEN^{F.PUNTA}_{i,p}$: Cargo por Energía en fuera de punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria, del semestre p;

$CENEGEN^{F.PUNTA}_{i,p-1}$: Cargo por Energía en fuera de punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria del semestre p-1.

$CENEGEN_{i,p}$: Cargo por Energía para la categoría i que no posean medición con discriminación horaria, del semestre p;

$CENEGEN_{i,p-1}$: Cargo por Energía para la categoría i que no posean medición con discriminación horaria del semestre p-1.

FCP_i , GP_p^{CR} Y GP_{p-1}^{CR} : Definidos en el numeral anterior.

GFP_p^{CR} : Es el valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta en el período p , es decir, es el valor permitido a recuperar en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta en el período p .

GFP_{p-1}^{CR} : es el valor que la empresa recuperaría con los componentes de costo actuales en horas fuera de punta (de $p-1$) aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p .

Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos tarifarios de energía ($CENEGEN_{i,p}$ y $CENEGEN_{i,j=fueradepunta,p}$ para cada clase de clientes i) que contienen las tarifas vigentes en el período $p-1$ a la proyección de ventas de clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del período p . Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por tarifa que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación.

Para calcular el valor GFP_p^{CR} se considerará lo siguiente: En cada período los costos de energía en hora fuera de punta permitidos a trasladar a las tarifas se calcularán utilizando el precio promedio del costo de generación de energía en horas fuera de punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente que resulte de:

- Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos, a través de ETESA: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas fuera de punta.
- Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728 y sus modificaciones posteriores: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas fuera de punta.
- Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional en horas fuera de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía en horas fuera de punta respectivamente que resulte en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El componente GFP_p^{CR} del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido y de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$GFP_p^{CR} = GFP_p + (GFPE_{p-1} - 2 \times GFP_{p-1}) \times (1+r)^{\frac{1}{2}} + (GFPR_{p-2} - GFPE_{p-2}) \times (1+r)$$

GFP_p : Costo permitido de los costos de generación de energía en horas fuera de punta ocasionados en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro pronosticados en el periodo p. Esto corresponde al pronóstico permitido con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el periodo p. Los costos de generación en horas fuera de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas fuera de punta por los kWh vendidos (más el consumo de alumbrado público). El costo monómico ponderado resulta de dividir el costo de generación en horas fuera de punta entre los kWh comprados por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada a la red de la distribuidora en el mismo periodo, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

$GFPE_{p-1}$: Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación de energía en horas fuera de punta por variaciones en los costos reconocidos con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo p-1. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GFPE_{p-1} = GFP_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \left(\frac{CGFPR_{p-1}}{CGFPE_{p-1}} + \left[\frac{\begin{aligned} &SUM_{i \in MD.Horaria} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,i} \times VE^{F.PTA}_{p-1,i} + CCONAP_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.NoHoraria} (CENEGEN_{p-1,i} \times VE_{p-1,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.Horaria} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,i} \times VR^{F.PTA}_{p-1,i} + CCONAP_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.NoHoraria} (CENEGEN_{p-1,i} \times VR_{p-1,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}) \end{aligned}}{\begin{aligned} &SUM_{i \in MD.Horaria} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,i} \times VE^{F.PTA}_{p-1,i} + CCONAP_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.NoHoraria} (CENEGEN_{p-1,i} \times VE_{p-1,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.Horaria} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,i} \times VR^{F.PTA}_{p-1,i} + CCONAP_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}) \\ &+ SUM_{i \in MD.NoHoraria} (CENEGEN_{p-1,i} \times VR_{p-1,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}) \end{aligned}} \right) \right] \right]$$

Donde:

$CGFPR_{p-1}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta correspondientes al periodo p-1, calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia), kWh comprados y de generación propia, y a las ventas reales, de los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$CGFPE_{p-1}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el cálculo de GFP_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del periodo p-1.

$CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en horas fuera de punta para cada clase de clientes i que posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$CENEGEN_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$CCONAP_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos de generación por alumbrado público energía para cada clase de clientes i en cada categoría tarifaria, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$VE_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de GFP_{p-1} correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$. Corresponden a ventas de energía.

$VR_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Corresponden a ventas de energía.

$VESM_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los primeros tres meses del período p en el cálculo de la actualización anterior. Estas ventas corresponden a ventas de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Estas ventas corresponden a ventas de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR_{p-1,i,j}^{FTA}$: Ventas de energía en horas fuera de punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$VE_{p-1,i,j}^{FTA}$: Ventas de energía en punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de cálculo de GFP_{p-1} de los primeros 3 meses.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-1}$, $VRSM_{p-1}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría i . Este valor se fijará para cada categoría tarifaria que no disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de aprobarse los pliegos tarifarios y se mantendrá constante durante todo el periodo.

No obstante, en la asignación de las ventas reales a los periodos de punta y fuera de punta, se requerirá hacer un ajuste a dicha asignación, aplicando un Factor de Corrección $FCVRSMTA_{p-1}$ de la siguiente manera:

- Se calcula el porcentaje de compras reales de energía en punta $\%CR_{p-1}^{FTA}$ del periodo.
- Se calcula la Venta Real en punta VR_{p-1}^{FTA} multiplicando la Venta Real total (VR_{p-1}) por el factor $\%CR_{p-1}^{FTA}$.

- Se calcula la venta real en punta (sin medición horaria) del periodo $VRSM_{i,p-1}^{PTA}$ como:

$$VRSM_{i,p-1}^{PTA} = VR_{p-1}^{PTA} - \sum_{i, \forall i=MD \text{ Horaria}} VR_{p-1,i}^{PTA}$$

- Se calcula el Factor de Corrección $FCVRSM_{p-1}^{PTA}$:

$$FCVRSM_{p-1}^{PTA} = VRSM_{i,p-1}^{PTA} / (\sum_{i, \forall i=MD \text{ NO Horaria}} VR_{p-1,i} \times FCP_i)$$

- Finalmente se deben corregir los FCP_i a utilizar en el cálculo de los ingresos reales del periodo multiplicándolos por el factor $FCVRSM_{p-1}^{PTA}$. El valor a utilizar en el periodo fuera de punta es el complementario de la punta.
- Los valores de $CGPR_{p-1}$ y $CGFPR_{p-1}$ a utilizar en el cálculo de las correcciones para el periodo p-1 resultarán de:

$$CGPR_{p-j} = VR_{p-j}^{PTA} \times \text{Costomonómico}_{p-j}^{PTA}$$

$$CGFPR_{p-1} = (VR_{p-1} - VR_{p-1}^{PTA}) \times \text{Costomonómico}_{p-1}^{FPTA}$$

GFP_{p-1} : Costos de generación de energía permitidos en horas fuera de punta a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo p-1. (Es el GFP_p de la actualización tarifaria anterior).

$GFPR_{p-2}$: Valor que representa el ajuste total del costo de generación de energía en horas fuera de punta en el periodo p-2 por variaciones en los costos permitidos y en la ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GFPR_{p-2} = GFP_{p-2} \left[\frac{CGFPR_{p-2}}{CGFPE_{p-2}} + \frac{\sum_{i, \forall i=MD, \text{Horaria}} (CENEGEN_{p-2,i}^{F.PUNTA} \times VE_{p-2,i}^{F.PTA} + CCONAP_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}) + \sum_{i, \forall i=MD, \text{NoHoraria}} (CENEGEN_{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i} \times VE_{p-2,i})}{\sum_{i, \forall i=MD, \text{Horaria}} (CENEGEN_{p-2,i}^{F.PUNTA} \times VR_{p-2,i}^{F.PTA} + CCONAP_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}) + \sum_{i, \forall i=MD, \text{NoHoraria}} (CENEGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})} \right]$$

Donde:

$CGFPR_{p-2}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta calculado en base a los costos que han sido facturados a la distribuidora, kWh comprados y de generación propia y a las ventas reales, correspondiente al periodo p-2

$CGFPE_{p-2}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el cálculo de GFP_{p-2} .

$CENEGEN_{p-2,i}^{F.PUNTA}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en horas fuera de punta para cada clase de clientes i que posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-2} .

$CENEGEN_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-2} .

$CCONAP_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos de generación por alumbrado público energía para cada clase de clientes i en cada categoría tarifaria, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$VE_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria y clase de clientes i correspondientes a los seis meses del período de $p-2$. Corresponden a ventas de energía.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los seis meses transcurridos del período $p-2$. Corresponden a ventas de energía.

$VESM_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el período de tiempo correspondiente a los seis meses de $p-2$. Estas ventas se discriminan en ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes al período $p-2$. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR_{p-2,i}^{FPTA}$: Ventas de energía en horas fuera de punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, registradas en el período correspondiente a $p-2$.

$VE_{p-2,i}^{FPTA}$: Ventas de energía en horas fuera de punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, correspondientes al período $p-2$.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-2}$ y $VRSM_{p-2}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría i . Este valor se fijará para cada categoría tarifaria que no disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de aprobarse los pliegos tarifarios y se mantendrá constante durante todo el período.

No obstante, en la asignación de las ventas reales a los periodos de punta y fuera de punta, se requerirá hacer un ajuste a dicha asignación, aplicando un Factor de Corrección $FCVRSMP_{p-2}^{PTA}$ de la siguiente manera:

- o Se calcula el porcentaje de compras reales de energía en punta $\%CR_{p-2}^{PTA}$ del período.

- Se calcula la Venta Real en punta VR^{PTA}_{p-2} multiplicando la Venta Real total (VR_{p-2}) por el factor $\%CR^{PTA}_{p-2}$
- Se calcula la venta real en punta (sin medición horaria) del periodo $VRSM^{PTA}_{i,p-2}$ como:

$$VRSM^{PTA}_{i,p-2} = VR^{PTA}_{p-2} - \sum_{i, \forall i=MD \text{ Horaria}} VR^{PTA}_{p-2, i}$$
- Se calcula el Factor de Corrección $FCVRSM^{PTA}_{p-2}$:

$$FCVRSM^{PTA}_{p-2} = VRSM^{PTA}_{i,p-2} / (\sum_{i, \forall i=MD \text{ NO Horaria}} VR_{p-2, i} \times FCP_i)$$
- Finalmente se deben corregir los FCP_i a utilizar en el cálculo de los ingresos reales del periodo multiplicándolos por el factor $FCVRSM^{PTA}_{p-2}$. El valor a utilizar en el periodo fuera de punta es el complementario de la punta.
- Los valores de $CGPR_{p-2}$ y $CGFPR_{p-2}$ a utilizar en el cálculo de las correcciones para el periodo $p-2$ resultarán de:

$$CGPR_{p-2} = VR^{PTA}_{p-2} \times \text{Costomonómico}^{PTA}_{p-2}$$

$$CGFPR_{p-2} = (VR_{p-2} - VR^{PTA}_{p-2}) \times \text{Costomonómico}^{FPTA}_{p-2}$$

GFP_{p-2} : Costos de generación de energía permitidos a pasar a la tarifa en horas fuera de punta con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo $p-2$ (Es el GFP_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

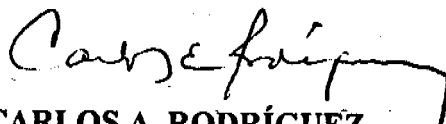
$GFPR_{p-2}$: Corresponde al valor de ajuste parcial en la actualización tarifaria anterior. (Es el $GFPE_{p-1}$ de la actualización tarifaria anterior).

r ya se ha definido.”

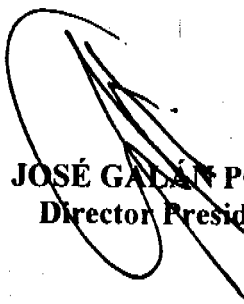
TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución rige a partir de su promulgación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones, Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998 y Resolución JD-5275 de 3 de mayo de 2005.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.


CARLOS A. RODRÍGUEZ
 Director


NILSON A. ESPINO
 Director


JOSÉ GALÁN PONCE
 Director Presidente

**RESOLUCION Nº JD-5371
(De 23 de junio de 2005)**

“Por la cual el Ente Regulador de los Servicios Públicos ordena celebrar una audiencia pública, establece los temas que serán tratados y adopta el procedimiento para su celebración.”

**LA JUNTA DIRECTIVA
DEL ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, para regular, controlar y fiscalizar los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como la distribución y transmisión de gas natural;
2. Que la Ley No. 31 de 8 de febrero de 1996, reglamentada mediante Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997, se estableció el régimen jurídico aplicable al sector de las telecomunicaciones en Panamá;
3. Que es función del Ente Regulador adoptar las medidas necesarias, para procurar que los servicios de telecomunicaciones se brinden en forma eficiente, ininterrumpida, sin interferencias y discriminaciones;
4. Que tal como lo dispone el Decreto Ejecutivo No. 73 de 1997, cualquier decisión de aplicación general que afecte a los concesionarios con sus operaciones deberá ser públicamente consultada;
5. Que el numeral 14 del Artículo 73 de la Ley No. 31 de 1996, dispone como atribución del Ente Regulador el convocar audiencias públicas conforme al procedimiento señalado en el Decreto Ejecutivo No. 73;
6. Que existen dos temas, tal como se estableció en la Resolución No. JD-4971 de 30 de septiembre de 2004, que serían consultados de manera separada, a saber: Desagregación de Bucle de Abonado y la Responsabilidad en la Gestión de Cobro;
7. Que corresponde al Ente Regulador emitir las directrices necesarias para regular los temas antes citados, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: ORDENAR la celebración de una Audiencia Pública, a fin de que se sometan a consideración, los siguientes temas:

1. Desagregación de Bucle de Abonado
2. Responsabilidad del concesionario de Telecomunicación Básica Local en la Gestión de Cobro sobre el servicio de Facturación y Cobranza.

SEGUNDO: ORDENAR que la Audiencia Pública se celebre el miércoles 27 de julio de 2005, a partir de las nueve de la mañana (9:00 a.m.).

TERCERO: ADOPTAR el siguiente procedimiento para la realización de la referida audiencia pública:

PROCEDIMIENTO

1. Personas calificadas para exponer sobre los temas de la Audiencia Pública.

Los representantes legales de las prestadoras de servicios públicos de telecomunicaciones, conforme hayan sido registrados en el Ente Regulador, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

Los representantes legales de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante el Ente Regulador para la obtención de una o varias concesiones para la prestación de los servicios públicos de telecomunicaciones.

Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

2. Fecha y hora de inscripción para participar en la Audiencia Pública:

A partir del lunes 18 hasta el viernes 22 de julio de 2005, en horario regular de 8:00 a.m. a 5:00 p.m.

3. Forma y lugar de inscripción:

Los interesados en participar de la Audiencia Pública deberán presentar ante el Ente Regulador el Formulario de Inscripción, el cual estará disponible en la Oficina de Atención al Concesionario, de la Dirección Nacional de Telecomunicaciones y en la página web.

4. Documentación que deben presentar los Expositores:

Exposición escrita (original y dos copias) de la charla que se presentará, la cual debe entregarse el día de la Audiencia Pública, antes de la presentación. Adicionalmente deberá suministrar una copia en medio magnético.

5. Disposiciones para la Audiencia Pública:

El orden de participación será igual al de los temas sometidos a revisión, siguiendo el orden en que se realicen las inscripciones y el mismo será anunciado el día miércoles 27 de julio de 2005, fecha en la que se celebrará la Audiencia Pública.

Las personas acreditadas para participar en la ceremonia de Audiencia Pública serán aquellas calificadas y que se hayan inscrito dentro de los términos señalados. Se permitirá la entrada a aquellos que deseen participar en calidad de observadores, siempre y cuando las condiciones y facilidades del local o del salón de la audiencia así lo permitan.

Los participantes deberán presentar el día de la audiencia la exposición escrita de su intervención. Las exposiciones de cada uno de los oradores tendrán una duración máxima de quince (15) minutos.

La Audiencia Pública será presidida por uno de los tres (3) Directores de la Junta Directiva del Ente Regulador o el funcionario que para tal efecto ésta designe.

6. Avisos:

El Ente Regulador realizará la convocatoria para la Audiencia Pública mediante aviso publicado por tres (3) días calendario en dos (2) diarios de circulación nacional. El aviso contendrá los temas a tratar en la Audiencia, así como el día y hora de celebración.

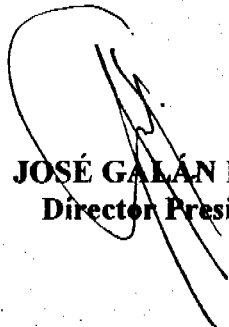
CUARTO: COMUNICAR que la presente Resolución regirá a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996 y Ley No. 31 de 8 de febrero de 1996, y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997; Resolución No. JD-2802 de 11 de junio de 2001; Resolución No. JD-4971 de 30 de septiembre de 2004.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
Director


NILSON A. ESPINO
Director


JOSÉ GALÁN PONCE
Director Presidente

AVISOS

AVISO AL PUBLICO
Para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 777, del Código de Comercio, se avisa al público que el negocio denominado **ABARROTERIA Y CARNICERIA QUILE**, ubicado en el corregimiento de Río Abajo, Vía España, Calle 7ma., casa 2524, distrito de Panamá, provincia de Panamá, ha sido vendida a **JAVIER JARAMILLO CRUZ**, varón, mayor de edad, con cédula de identidad personal 8-527-2066, el mencionado negocio

estaba amparado con el registro tipo B 48084, 29 de junio de 1993 y por lo tanto es el nuevo propietario.
Aquiles Humberto Hernández
7-68-65
L- 201-115580
Segunda publicación

AVISO AL PUBLICO
Para dar cumplimiento con lo establecido en el Código de Comercio, Artículo N° 777, hago del conocimiento público que he vendido a: **ISABEL HON YAU**, mujer, comerciante, mayor de edad, panameña y portadora de la cédula

de identidad personal N° 8-805-735, el establecimiento comercial denominado "**MINI SUPER PIEDRAS GORDAS**", ubicado en la Carretera Interamericana, El Higo de San Carlos, entrada Piedras Gordas y amparado con el registro comercial N° 7456, concedido mediante Resolución N° 0919 del 16 de mayo de 2003.
Dado en la ciudad de San Carlos, provincia de Panamá, a los ____ del mes de mayo de 2005.

Atentamente
Zenaida Ruiz de

Ramírez
Cédula de identidad personal
N° 6-46-1417
L- 201-107406
Segunda publicación

AVISO AL PUBLICO
Para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio yo, **CHAU YIN LOO DE HAU**, con cédula de identidad personal N° N-19-905, en mi condición de propietaria del negocio denominado **MATERIALES INDUSTRIALES, JET-FA**, el cual está amparado bajo el

registro comercial tipo "B" N° 2002-4710, por este medio comunico al público en general, que he vendido a **MATERIALES INDUSTRIALES, JET-FA, S.A.**, con RUC 802399-1-495390, el negocio denominado **MATERIALES INDUSTRIALES JET-FA**, con domicilio en Ave. José A. Arango y Calle Matías Hernández, Edificio Galera Industrial, corregimiento Río Abajo, ciudad de Panamá, República de Panamá.
Chau Yuin Loo de Hau
L- 201-115668
Segunda publicación

EDICTOS AGRARIOS

REPUBLICA DE
PANAMA
ALCALDIA
MUNICIPAL DE
PARITA
EDICTO N° 14

El suscrito Alcalde Municipal de Parita, al público

HACE SABER:

Que a este Despacho se presentó **LOURDES DEL C. ORTEGA MARIÑAS 8-289-30; LUIS EDGARDO MARIÑAS GONZALEZ 8-721-851; MICHAEL JAIR MARIÑAS GONZALEZ 8-739-2001; JULIO C. ORTEGA M. 8-316-738; ZORAIDA M. ORTEGA M. 8-470-996**, con cédula de identidad personal N° _____, para solicitar un

lote de terreno municipal, localizado en el corregimiento de Parita, distrito de Parita, provincia de Herrera, con una superficie de 327.81 metros cuadrados y que será segregada de la finca N° 10071, Rollo N° 1335, Documento 86, propiedad del Municipio de Parita y será adquirido por **LOURDES DEL C. ORTEGA M., LUISE MARIÑAS G., MICHAEL J. MARIÑAS G., JULIO C. ORTEGA M., ZORAIDA M. ORTEGA M.** Los linderos son los siguientes:
NORTE: Sebastiana Flores y otros.
SUR: José Domingo

López.
ESTE: Calle Quinta.
OESTE: Gabriel Jiménez.
Sus rumbos y medidas son:
Estación - Distancia - Rumbo
1-2 - 14.17 N 83° 42' W
2-3 - 19.09 S 89° 10' W
3-4 - 6.00 S 00° 26' W
4-5 - 32.90 S 75° 34' E
5-1 - 13.00 N 06° 00' E
Con base a lo que dispone el Acuerdo Municipal N° 7 del 6 de mayo de 1975, reformado por el Acuerdo Municipal N° 6 de julio de 1976, se fija el Edicto emplazatorio por 30 días, para que dentro de ese plazo de

tiempo puedan presentarse las quejas de personas que se encuentren involucradas o afectadas y aleguen algún derecho sobre el lote de terreno solicitado en compra. Copia del presente edicto se envía a la Gaceta Oficial, medios de comunicación para su debida publicación por una sola vez.
Dado en Parita a los 22 días del mes de junio de 2,005.
FIDEL A. ARAUZ F.
Alcalde Municipal del Distrito de Parita
GRAYVI DOUVONE PEREZ G.
Secretaria
L- 201-114658
Unica publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION N° 5,
PANAMA OESTE
EDICTO

N° 109-DRA-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá
HACE CONSTAR:
Que el señor(a) **PATRONATO DEL SERVICIO NACIONAL DE**

NUTRICION Rep. Legal JOSE RAUL EHRMAN ROMERO, vecino(a) de **T o c u m e n**, corregimiento de Tocumen, distrito de Panamá, provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-208-346, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-5-313-2004, según plano aprobado Nº 803-05-17455, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 2 Has. + 0289.71 M2, ubicada en la localidad de Los **C h o r r i t o s**, corregimiento de Ciri de Los Sotos, distrito de Capira, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Juan Sánchez Benítez.

SUR: Justino Sánchez Benítez, quebrada s/nombre, Francisco Benítez Arias.

ESTE: Quebrada s/nombre, Justino Sánchez Benítez y Juan Sánchez Benítez.

OESTE: Justino Sánchez Benítez.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Capira, o en la corregiduría de Ciri de Los Sotos y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de

p u b l i c i d a d correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Capira, a los 18 días del mes de abril de 2005.

ZULEIKA CASTILLO
Secretaria Ad-Hoc
ING. MIGUEL MADRID
Funcionario
Sustanciador
L- 201-115639
Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION Nº 5,
PANAMA OESTE
EDICTO
Nº 110-DRA-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá

HACE CONSTAR: Que el señor(a) **PATRONATO DEL SERVICIO NACIONAL DE NUTRICION Rep. Legal JOSE RAUL EHRMAN ROMERO,** vecino(a) de **T o c u m e n**, corregimiento de Tocumen, distrito de Panamá, provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-208-346, ha solicitado a la

Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-5-130-2005, según plano aprobado Nº 803-06-17484, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 2 Has. + 8344.15 M2, ubicada en la localidad de **G a s p a r i l l a l**, corregimiento de Ciri de Los Sotos, distrito de Capira, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Florencio Duque De la Rosa Del Mar y Quebrada Lucio.

SUR: José Hiconcesmit Sánchez Mendoza.

ESTE: Servidumbre de tierra de 5.00 m.

OESTE: Florencio Duque De la Rosa Del Mar y Quebrada Lucio.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Capira, o en la corregiduría de Ciri de Los Sotos y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de **p u b l i c i d a d** correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Capira, a los 18 días del mes de abril de 2005.

ZULEIKA CASTILLO

Secretaria Ad-Hoc
ING. MIGUEL MADRID
Funcionario
Sustanciador
L- 201-115640
Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION METROPOLITANA
EDICTO
Nº 8-AM-023-05

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá, al público.

HACE CONSTAR: Que el señor(a) **MARINA RAMOS CANTO**, vecino(a) de Caimitillo Centro, corregimiento de Chilibre, distrito de Panamá, provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 6-56-41, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 045-98 del 02 de febrero de 1998, según plano aprobado Nº 807-15-15376, la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra **p a t r i m o n i a l** adjudicable, con una superficie total de 0 Has. + 0248.35 M2, que forma parte de la finca Nº 1935, inscrita al Tomo 33, Folio 232, propiedad del Ministerio de

D e s a r r o l l o Agropecuario. El terreno está ubicado en la localidad de Caimitillo Centro, corregimiento de Chilibre, distrito de Panamá, provincia de **P a n a m á**, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Junta Comunal de Caimitillo y servidumbre de 3.00 mts. de ancho.

SUR: Servidumbre de 3.00 mts. de ancho y servidumbre de 3.00 mts. de ancho.

ESTE: Servidumbre de 3.00 mts. de ancho.

OESTE: Junta Comunal de Caimitillo y servidumbre de 3.00 mts. de ancho.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá, o en la corregiduría de Chilibre, copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de **p u b l i c i d a d** correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Panamá, a los 31 días del mes de enero de 2005.

INDIRA E. FELIPE C.
Secretaria Ad-Hoc
ING. PABLO E. VILLALOBOS D.
Funcionario
Sustanciador
L- 201-84359
Unica publicación