

GACETA OFICIAL

AÑO XCVII

PANAMÁ, R. DE PANAMÁ VIERNES 3 DE MAYO DE 2002

Nº 24,544

CONTENIDO

**MINISTERIO DE EDUCACION
RESOLUCION EJECUTIVA Nº 2
(De 25 de abril de 2002)**

"CONCEDER LA CONDECORACION ROGELIO SINAN, QUE COMPRENDE MEDALLA DE ORO, PERGAMINO ALUSIVO, COPIA DE LA RESOLUCION EJECUTIVA QUE CONCEDE A LA ESCRITORA NACIONAL ELSIE ALVARADO DE RICORD." PAG. 1

**ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION Nº JD-3290
(De 22 de abril de 2002)**

"POR LA CUAL SE APRUEBA LA PARTE IV DEL REGIMEN TARIFARIO PARA EL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION, CORRESPONDIENTE AL PERIODO DEL 1 DE JULIO DE 2002 AL 30 DE JUNIO DEL 2006." PAG. 4

**CORTE SUPREMA DE JUSTICIA -PLENO
ACUERDO Nº 101
(De 12 de abril de 2002)**

"POR EL CUAL SE CREA LA DIRECCION EJECUTIVA NACIONAL DE SERVICIOS COMUNES EN EL ORGANO JUDICIAL." PAG. 39

AVISOS Y EDICTOS PAG. 42

**MINISTERIO DE EDUCACION
RESOLUCION EJECUTIVA Nº 2
(De 25 de abril de 2002)**

**LA PRESIDENTA DE LA REPUBLICA,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

Que mediante Ley 14 de 7 de febrero de 2001, se estableció el Día de la Escritora y del Escritor Panameños y se creó la Condecoración ROGELIO SINÁN, como máximo galardón que concede el Órgano Ejecutivo a una escritora o a un escritor, seleccionado por su trayectoria y méritos literarios y humanos.

Que mediante Decreto Ejecutivo 47 de 25 de febrero de 2002, el Órgano Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Educación, reglamentó el Artículo 5 de la referida Ley, concerniente al otorgamiento de la Condecoración ROGELIO SINÁN.

Que el Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá, creado mediante la Ley 14 de 2001, en cumplimiento del procedimiento establecido en el Decreto 47 de 25 de febrero de 2002, efectuó la selección del escritor o escritora, a quien se le impondría la Condecoración ROGELIO SINÁN, resultando objeto de esta distinción, la insigne escritora panameña ELSIE ALVARADO DE RICORD.

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

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

LICDO. JORGE SANIDAS A.
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: 228-8631

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS

PUBLICACIONES

PRECIO: B/.2.40

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.

Impreso en los talleres de Editora Dominical, S.A.

Que luego de efectuada la selección de la candidata ganadora, el Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá, mediante nota No.9 de 4 de abril de 2002, remitió al Despacho Superior del Ministerio de Educación, la documentación que acredita el debido cumplimiento de los requisitos establecidos en el Decreto 47 de 25 de febrero de 2002, a saber: acta contentiva del Fallo de la Condecoración Rogelio Sinán suscrita el día 1° de abril 2002, a las 10:30 de la mañana, por los miembros del Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá, en la cual se hace constar los nombres de los postulados participantes, siendo ellos: Elsie Alvarado de Ricord, Justo Arroyo, Ernesto Endara, José Franco, y Luis Carlos Jiménez Varela; la fecha y hora de la reunión, en que se efectuó la selección de la ganadora, nombres de los miembros del Consejo presentes en el acto, a saber: Dimas Lidio Pitty, José Guillermo Ros-Zanet, Enrique Jaramillo Levi, Gloria Young, Ariel Barría, Raúl Leis, Rafael Ruiloba y Jorge Cisneros, con la abstención de Álvaro Menéndez Franco; la certificación en la que consta que la postulada y postulados cumplieron con los requisitos establecidos en el Artículo 2 del citado instrumento reglamentario y una valoración crítica, elaborada por el Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá, de la obra de la escritora seleccionada.

Que el Fallo emitido por el Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá, es del tenor siguiente: *"Con el objeto de cumplir con las normas de la Ley, y observando cuidadosamente el decreto y los reglamentos que rigen la selección de la Condecoración Rogelio Sinán, los abajo firmantes, reunidos a las 10:30 a.m. en el Instituto Nacional de Cultura, emitimos los criterios que sustentan la elección de la poetisa Elsie Alvarado de Ricord como merecedora de la excelsa Condecoración Rogelio Sinán, después de evaluar la obra de los cinco escritores postulados: Elsie Alvarado de Ricord, Justo Arroyo, Ernesto Endara, José Franco, Ernesto Endara y Luis Carlos Jiménez Varela.*

La poetisa cumple con los requisitos exigidos por la ley; fue postulada por la honrosa familia del escritor Rogelio Sinán; por la Fundación de la Biblioteca Nacional, por el Instituto Nacional de Cultura, por la Academia Panameña de la Lengua y por la Universidad Tecnológica de Panamá. Su vida y su obra encarnan las cualidades éticas y morales que la sociedad desea promover.

No hay duda de que los escritores nominados tienen para esta distinción de la excelencia, los méritos para recibir con dignidad este galardón, y que todas las postulaciones cumplen con la potestad que les otorga la ley; sin embargo a juicio de este Consejo, la Doctora Elsie Alvarado de Ricord debe ser distinguida con el mérito de

ser la primera escritora que ostente la Condecoración porque su obra se caracteriza por tener tres valores de la literatura como institución social: el enriquecimiento de la tradición; la defensa de la lengua y una creatividad simbólica que trasciende a la experiencia personal.

En el primer aspecto, la obra crítica de la Doctora Elsie Alvarado de Ricord ha sido el discurso que ha puesto en evidencia la relación que tienen los valores estéticos y los códigos culturales que configuran la trascendencia literaria de destacados escritores panameños, en particular, ha analizado con sólidos criterios literarios a los principales poetas de la literatura panameña: Ricardo Miró, Demetrio Herrera Sevillano, Tobías Díaz Blaitry, Ricardo J. Bermúdez y Rogelio Sinán.

Su valoración ha sido el principal texto interpretativo donde la crítica, la docencia, la historia literaria y la lectura escolar han conocido y analizado a estos escritores trascendentes de la literatura panameña. Su profundo conocimiento acerca de la obra de Rogelio Sinán, escritor a quien se rinde homenaje con la Condecoración, y de quien se celebra el Centenario, es un elemento más que eleva los méritos de la autora seleccionada. De igual manera, su obra crítica ha puesto en evidencia para la tradición literaria hispanoamericana y española, cualidades y valores inusitados de la poesía de Rubén Darío, de Juan Ramón Jiménez y de Dámaso Alonso.

Con relación a la comprensión y defensa de la lengua, los criterios de la doctora Elsie Alvarado de Ricord, como Académica de la Lengua, se han impuesto a nivel internacional para que el idioma español prevalezca por encima de los intereses de la tecnología y de las variantes del habla. Sus estudios sobre el Español de Panamá y los Usos del Español actual son obras de consulta obligada por su utilidad social y carácter científico.

El tercer aspecto que privó en el ánimo del Consejo fue la trascendente obra poética de Elsie Alvarado de Ricord. Desde una concepción vanguardista expone la intensa euforia del sentimiento amoroso. El ímpetu vital del amor como unidad temática es un instrumento para caracterizar la evolución de la conciencia femenina a la luz de la temporalidad, de la patria, de los sentimientos, de la pareja, de la maternidad, de la soledad, del erotismo, de la salud, del bienestar, del temor, de la alegría de la ternura, de los celos, del sacrificio y la entrega a los hijos y a la familia.

La obra poética de Elsie Alvarado de Ricord es una fenomenología del espíritu femenino. Es una forma verbalizada de la complejidad psicológica de la relación de la mujer y la cultura. Así trasciende la anécdota personal y crea una visión humanista de lo femenino que le sirve a la mujer para reconocerse y a los hombres para reencontrarse con la otredad perdida en la historia.

Por estas razones, consideramos que la poetisa Elsie Alvarado de Ricord, merece ostentar la Condecoración Rogelio Sinán."

Que mediante Resolución No. 12 de 15 de abril de 2002, la Ministra de Educación, luego de verificar el cumplimiento de los requisitos y formalidades establecidos en Decreto 47 de 2002, confirmó la selección de Elsie Alvarado de Ricord realizada por el Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá e hizo formal y público anuncio de la designación definitiva de la escritora ganadora, en el marco de la conferencia de prensa realizada el día 15 de abril de 2002 en el Salón de Conferencias del Despacho Superior del Ministerio de Educación.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Conceder la Condecoración ROGELIO SINÁN, que comprende medalla de oro, pergamino alusivo, copia de la Resolución Ejecutiva que concede la Condecoración, a la escritora nacional ELSIE ALVARADO DE RICORD, como reconocimiento a su trayectoria y méritos literarios y humanos, de conformidad con la

selección efectuada por el Consejo Nacional de Escritoras y Escritores de Panamá y confirmada por la Ministra de Educación.

ARTÍCULO 2. La Condecoración ROGELIO SINÁN le será impuesta a la escritora ELSIE ALVARADO DE RICORD en acto cultural oficial que tendrá lugar el día 25 de abril de 2002 en el Teatro Nacional, en ocasión de la celebración del Día de la Escritora y del Escritor Panameños y del Centenario del Natalicio de este laureado escritor en honor a del cual se concede la referida distinción.

Dado en la Ciudad de Panamá a los 25 días del mes de abril de 2002.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE

MIREYA MOSCOSO
Presidenta de la República

DORIS ROSAS DE MATA
Ministra de Educación

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION Nº JD-3290
(De 22 de abril de 2002)

Por la cual se aprueba la Parte IV del Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, correspondiente al período del 1 de julio de 2002 al 30 de junio del 2006

*El Ente Regulador de los Servicios Públicos
en uso de sus facultades legales*

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley Nº 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley Nº 24 de 30 de junio de 1999 y la Ley Nº 15 de 7 de febrero de 2001, 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 la Ley Nº 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley Nº 10 de 26 de febrero de 1998, dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, que rige para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el Artículo 96 de la Ley Nº 6 de 3 de febrero de 1997 señala que el régimen tarifario del servicio público de electricidad, está compuesto por reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación;
4. Que adicionalmente el Artículo 97 de la Ley Nº 6 mencionada, establece que el régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia;
5. Que el Artículo 98 de la Ley Nº 6 1997, señala que las empresas prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, y el numeral 1 de dicho artículo estipula que el Ente Regulador tendrá la función de definir periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada;

6. Que adicionalmente el numeral 2 del Artículo 98 mencionado, establece que para fijar sus tarifas las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidas por el Ente Regulador;
7. Que el Artículo 100 de la Ley N° 6 de 1997, establece la vigencia de las fórmulas tarifarias señalando que las mismas tendrán una vigencia de cuatro años;
8. Que mediante la Resolución JD-219 de 31 de marzo de 1998, publicada en la Gaceta Oficial No. 23,522 de 15 de abril de 1998, el Ente Regulador aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, el cual fue modificado mediante Resolución No. JD-761 de 8 de junio de 1998, y se encuentra vigente hasta el 30 de junio de 2002;
9. Que el Ente Regulador consideró necesario convocar a una Audiencia Pública con la finalidad de revisar y obtener comentarios sobre una propuesta para el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad, que será la base metodológica para establecer el pliego tarifario que estará vigente en el periodo comprendido del 1° de julio 2002 hasta el 30 de junio de 2006;
10. Que en virtud de las consideraciones anteriores, el Ente Regulador mediante la Resolución No. JD-2934 de 5 de septiembre de 2001, aprobó el procedimiento para la celebración de una Audiencia Pública para la revisión del nuevo Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad;
11. Que el Ente Regulador recibió comentarios escritos sobre la propuesta del Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad de las siguientes empresas, entidades y personas naturales:
 - a) Aluminio de Panamá, S.A.
 - b) César Escobar
 - c) Aire Sistema, S.A.
 - d) Mister Print, S.A.
 - e) Costa Kids, S.A.
 - f) Didema, S.A.
 - g) Importadora Ricamar, S.A.
 - h) Roberto Reid G.
 - i) Bahía Las Minas Corp.
 - j) Desirée de Chiari
 - k) Comisión de Política Energética
 - l) Elektra Noreste, S.A.
 - m) Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.
 - n) Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.
12. Que el día 30 de octubre de 2001 se efectuó la Audiencia Pública de acuerdo a lo establecido en la Resolución No. JD-2934 del 5 de septiembre de 2001, y en la misma participaron como expositores las siguientes empresas, entidades y personas naturales:
 - a) Gabriel Sosa III
 - b) Aire Sistema, S.A.
 - c) Mister Print, S.A.
 - d) Costa Kids, S.A.
 - e) Didema, S.A.
 - f) Ejército de Salvación
 - g) Importadora Ricamar, S.A.
 - h) Elektra Noreste, S.A.,
 - i) Central General de Trabajadores de Panamá (CGTP)

REGISTRADOR DE LCS
ESORIA

- j) Sindicato de Trabajadores de Transporte Pesado y Similares
- k) Sindicato Industrial de Trabajadores de Comida Rápida
- l) Fundación de Consumidores y Usuarios (FUNDECU)
- m) Roberto Reid Green
- n) Asociación Verde de Panamá
- o) Bahía Las Minas Corporation
- p) Florencio Barba Hart
- q) Cámara de Comercio, Industrias y Agricultura de Panamá
- r) Gabriel Sosa García
- s) Carreira Pitti & Garibaldi P. C. Abogados
- t) Asociación Panameña de Exhibidores Cinematográficos
- u) Asociación Nacional de Promotores de Espectáculos Bailables y Afines
- v) Asociación de Restaurantes y Afines de Panamá
- w) Cosita Buena, S.A.
- x) Cariño Estéreo, S.A.
- y) Asociación Panameña de Radiodifusión
- z) La Nueva Cadena Exitosa de Panamá
- aa) Carlos Reyes
- ab) Defensoría del Pueblo
- ac) Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.
- ad) Ricardo Barranco
- ae) Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A.
- af) Miriam de Guerra

13. Que el Ente Regulador, para facilitar la atención de todos los comentarios presentados a la propuesta de Régimen Tarifario, ha considerado conveniente que el contenido de las metodologías y fórmulas tarifarias del Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, se divida en cuatro (4) Partes de acuerdo a los diferentes temas tratados en la propuesta que sirvió de base para la Audiencia Pública, así:

- a. Parte I Glosario y Definiciones, Aspectos Generales, Ingreso Máximo Permitido por Actividades Reguladas y Ajustes al IMP por Actividades No Reguladas.
- b. Parte II Criterios Generales para establecer la Estructura Tarifaria.
- c. Parte III Aplicación de las Tarifas.
- d. Parte IV Actualización dentro del Período Tarifario y su procedimiento.

14. Que con relación a la Parte IV del Proyecto de Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización, a que se refiere el literal d del considerando anterior, el Ente Regulador recibió de los participantes, en la Audiencia Pública, comentarios y observaciones que han sido agrupados por comentarios reiterativos y a continuación se analizan los conceptos más importantes, a saber:

15.1. COMENTARIO - METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO DE COMERCIALIZACIÓN, DE LOS COSTOS POR USO Y DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

Con referencia a la metodología de ajuste de los componentes de costo de comercialización (fijo y variable), costos por uso y costos por el servicio de alumbrado público tanto la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. como la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han señalado que debido a que las fórmulas de actualización semestral son parte esencial del Régimen Tarifario, el Ente Regulador debería presentar, con suficiente antelación, la metodología fundada (antes de la aprobación del IPCO, IPSD) para el cálculo de los siguientes coeficientes:

- el cálculo del factor XC de la fórmula de ajuste del componente del costo comercial fijo CCOF y del componente del costo comercial variable CCOV.

- el cálculo del factor XUS de la fórmula de ajuste del componente del costo por uso en horas de punta CUSOP y del componente del costo por uso en horas fuera de punta CUSOFF.
- el cálculo del factor XAP de la fórmula de ajuste del componente del costo por el servicio de alumbrado público CSAP.

ANÁLISIS

La metodología para establecer el factor de proporcionalidad del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en las ecuaciones de ajuste semestral es la siguiente:

Para calcular el XC, XUS y el XAP se observa la participación de los costos asociados a bienes transables en el costo total reconocido mediante el Ingreso Máximo Permitido (IMP) del Sistema de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público. Se asume que los costos asociados a bienes transables son los vinculados con los costos de capital, es decir los renglones de rentabilidad y depreciación considerados en la estimación del IMP. Esto es una forma de dar una aproximación razonable. Los costos de los bienes no transables (básicamente salarios y otros servicios locales) no se ajustan por ningún índice, ya que un índice de precios no transables no se encuentra disponible en Panamá y la Ley señala al IPC como el indicador de ajuste.

Con la metodología indicada y el valor del IMP, aprobado por el Ente Regulador, se establecerá el factor XC, XUS y XAP a cada empresa distribuidora mediante Resolución de Junta Directiva.

15.2 COMENTARIO - METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR CONSUMO DEL ALUMBRADO PÚBLICO

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han señalado que en la fórmula de ajuste del componente del costo por consumo del alumbrado público CCAP, se debe utilizar la misma metodología de ajuste que se aplica a los componentes de costo por abastecimiento, ya que dicha metodología contempla los desvíos entre costos reales y estimados de compra de energía y la recuperación real de los mismos. Además, el costo de energía para uso de alumbrado público, también es un costo de abastecimiento.

ANÁLISIS

La precisión solicitada para este componente no es necesaria, ya que la fórmula de ajuste utiliza los resultados de los distintos valores usados para determinar los factores de ajuste de los distintos componentes de costos por abastecimiento. Es decir, lo que indica la fórmula es que el componente de alumbrado público se ajusta por las variaciones agregadas de todos los costos de abastecimiento, o sea generación más transmisión más pérdidas en transmisión, basados en la misma metodología que contempla los desvíos entre los costos reales y estimados y la recuperación de los mismos.

Por las razones expuestas no es necesario modificar el factor de ajuste.

15.3 COMENTARIO - METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., respecto a la metodología de ajuste a los componentes de costo por pérdidas de energía en distribución, proponen lo siguiente:

- 1.- Dado que $CPEP_p$ y $CPEFP_p$ están dados por los precios de la energía en horas de punta y fuera de punta respectivamente, cada uno de ellos deben ajustarse según la variaciones de cada uno de esos precios.

2.- Se debe utilizar la misma metodología de ajuste que se aplica a los componentes de costo por abastecimiento, ya que dicha metodología contempla los desvíos entre costos reales y estimados de compra de energía y la recuperación real de los mismos. Además, los costos de energía y potencia para cubrir pérdidas en distribución, también son costos de abastecimiento.

Respecto a la metodología de ajuste a los componentes de costo por pérdidas de potencia en distribución, indican lo siguiente:

1.- Se debe ajustar con el precio de la potencia y no con el costo total de abastecimiento.

2.- Se debe utilizar la misma metodología de ajuste que se aplica a los componentes de costo por abastecimiento, ya que dicha metodología contempla los desvíos entre costos reales y estimados de compra de energía y la recuperación real, siendo, además, que los mismos son costos de abastecimiento.

ANÁLISIS

Se ha hecho una revisión al proyecto de Régimen y se está utilizando la segregación del costo de generación monómico en punta y el de fuera de punta como factor de ajuste.

Esta decisión de ajustar estos costos por las variaciones del valor "monómico", se fundamenta en la intención de no afectar los cargos de potencia dada la posibilidad de que una vez terminados los contratos cedidos en la privatización, los costos de potencia del mercado aumenten.

Cabe destacar que este valor "monómico" resulta luego de adicionar todos los costos de generación con sus ajustes, por lo que tiene la valoración de la potencia incluida.

Adicionalmente, con respecto a lo señalado en el punto 2 del comentario referente a la metodología de ajuste a los componentes de costo por pérdidas de potencia en distribución, lo que indica la fórmula es que el componente de pérdidas se ajusta por las variaciones de los costos de generación, basados en la misma metodología que contempla los desvíos entre los costos reales y estimados y la recuperación de los mismos.

15.4 COMENTARIO - METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., con respecto a la metodología de ajuste a los componentes de costo por abastecimiento indica que:

"1. Tanto en los ajustes de los componentes de transmisión como en los componentes de generación, no se está considerando el desfase de tiempo existente (tres meses para el período p-1, y seis meses para el período p-2) entre los costos permitidos estimados y los costos permitidos reales, al momento de realizar el cálculo de la relación entre dichas variables para los correspondientes ajustes. Por tanto, a los costos permitidos reales debe sumarse el costo financiero correspondiente. De lo contrario, aunque en la fórmula del cálculo del factor de ajuste se consideran los costos financieros, cuando se calcula el valor de los períodos p-1 y p-2, al compararse los costos permitidos estimados originalmente con los costos permitidos reales sin tomar en cuenta intereses, se estaría anulando el efecto del costo financiero tomado en cuenta en la determinación del factor de ajuste."

Este comentario lo formularon las empresas EDEMET y EDECHI para:

- El componente de costo por uso, conexión del sistema de transporte y operación del sistema, en la relación $(CTPR_{p-1}/CTPE_{p-1})$ para el periodo p-1 y $(CTPR_p/CTPE_p)$ que corresponde al periodo p-2.
- El componente de costo por pérdidas de energía en transmisión, en la relación $(CTPTR_{p-1}/CTPTE_{p-1})$ para el periodo p-1 y para el periodo p-2 en las variables que le corresponden.
- El componente de costo de generación en punta, en la relación $(CGPR_{p-1}/CGPE_{p-1})$ para el periodo p-1 y para el periodo p-2, en la relación $(CGPR_p/CGPE_p)$.
- El componente de costo de generación fuera de punta en la relación $(CGFPR_{p-1}/CGFPE_{p-1})$ para el periodo p-1 y para el periodo p-2 en las variables que corresponden.

"2. En adición a lo anterior, la metodología propuesta en este numeral es en extremo complicada, lo que va en contra del criterio de simplicidad del Régimen Tarifario, contemplado en el artículo 97 de la Ley 6 de 1997. De otro lado, su complejidad imposibilita, en tan corto plazo, el poder determinar con seguridad, la posibilidad de traspasar mediante la tarifa a los clientes regulados, los costos por abastecimiento, tal como lo dispone el artículo 111 de la mencionada Ley 6 de 1997. Por tanto, este numeral debe ser sustituido por uno que contenga una metodología que se cifra al principio de transparencia antes indicado."

ANÁLISIS

El no reconocimiento de estos costos financieros adicionales se fundamenta en lo siguiente:

1. Complican en forma notoria el procedimiento de cálculo, debido a que para ajustar las diferencias se tendría que realizar un cálculo mensual.
2. La propuesta de ajustar los costos reales directamente tampoco representa un mecanismo preciso y conlleva a eliminar la simplificación que se persigue.

Efectivamente, se podrían producir diferencias pero éstas serían mínimas lo cual no afectaría la metodología propuesta, por lo que la misma se mantendrá.

Con respecto al punto 2 podemos señalar que el esquema propuesto es más transparente que el actual. El principio de transparencia implica definir con la mayor rigurosidad posible un procedimiento de manera de evitar ambigüedades. En este marco se desarrolla este procedimiento. Por otra parte los posteriores comentarios de la empresa reflejan una comprensión adecuada del procedimiento propuesto. No obstante, hemos reconocido la necesidad de mejorar la redacción del mismo por lo que se han hecho modificaciones que logran ese objetivo.

15.5 COMENTARIO - COMPONENTES DE TRANSMISIÓN. COMPONENTE DE COSTO POR USO, CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han solicitado que para los datos utilizados en el ajuste del periodo p-1, en el componente $CUCOST_{p-1,i}$ y en el $CUCOSTD_{p-1,i}$, y con respecto al periodo p-2, y las variables $CUCOST_{p-2,i}$ y $CUCOSTPD_{p-2,i}$ se especifique cuál es el componente estimado y el período de vigencia de este componente.

Elektra Noreste, S.A., ha solicitado que con respecto a las variables $VPPR_{p-1,i}$ y $VEPDR_{p-1,i}$ en el periodo p-1, se especifique el período de las ventas de potencia en punta reales y se especifique el período de las ventas de energía estimadas y las reales respectivamente.

Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., en este mismo punto señalan que con respecto a la variable VPPE_{p-2,i} debe especificarse cuáles son las ventas de potencia en punta estimadas a ser utilizadas y en la variable VEPDE_{p-2,i} se debe indicar cuáles son las ventas de energía en punta estimada a ser utilizadas.

ANÁLISIS

Se ha introducido una lista de definiciones en el Régimen Tarifario que responden a estas solicitudes, por lo que se ha mejorado la redacción del mismo. Con ese propósito también se modificaran las nomenclaturas de los términos a fin de hacerlos consistentes con los establecidos en el Régimen Tarifario Parte II.

15.6 COMENTARIO - PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN

Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han solicitado que en los datos para el ajuste del periodo p-1, en el componente CPST_{p-1,i} debe especificarse cual es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente. Con respecto a la variable VER_{p-1,i} solicitan que se especifique el periodo de las ventas de energía reales.

Comentario similar se hizo para el periodo p-2 y la variable CPST_{p-2,i} y con respecto a la variable VEE_{p-2,i} solicitan que se especifique cuál es el periodo de las "ventas de energía estimadas" a ser utilizado.

ANÁLISIS

El análisis en este caso es similar al análisis del comentario anterior ya que son las mismas definiciones por lo que se ha introducido una lista de definiciones en el Régimen Tarifario que responden a estas solicitudes, por lo que se ha mejorado la redacción del mismo. Con ese propósito también se modificaran las nomenclaturas de los términos a fin de hacerlos consistentes con los establecidos en el Régimen Tarifario Parte II.

15.7 COMPONENTES DE GENERACIÓN - COMPONENTE DE COSTO POR DEMANDA EN PUNTA

15.7.1 COMENTARIO

Elektra Noreste S.A., ha señalado que donde dice "En cada periodo los costos de generación totales en hora 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...", se entiende que se debe segregar los costos (por parte del CND) en periodo de Punta y Fuera de Punta incurridos para la compra de energía.

ANÁLISIS

Es correcto lo señalado por la empresa Elektra Noreste, S.A., por lo que el Centro Nacional de Despacho (CND) tendrá que tomar las previsiones para hacer un resumen de las liquidaciones de las transacciones comerciales en esta forma.

15.7.2 COMENTARIO

Elektra Noreste S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han señalado que donde dice "GP_p: Costo permitido de generación en horas de punta ocasionados en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros - ..." Debe decir: GP_p: Costo permitido de generación en horas de punta ocasionados en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes...

ANÁLISIS

Consideramos que es correcto el señalamiento indicado por las empresas, por lo que se ha incluido de esta forma en el Régimen Tarifario.

15.7.3 COMENTARIO

Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han realizado comentarios similares donde señalan que para el ajuste del periodo p-1 debe revisarse en las variables lo siguiente:

- En CEGP_{p-1,i} se debe especificar cual es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente.
- En VEPR_{p-1,i} se debe especificar el periodo de las ventas de energía reales.
- CMGPD_{p-1,i} debe especificar cuál es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente.
- En VEPDPR_{p-1,i} se debe revisar si es VEPDPR_{p-1,i} o VEDPPR_{p-1,i} Y especificar el periodo de las ventas de energía reales en punta.
- En VEPDPE_{p-1,i} se revise si es VEPDPE_{p-1,i} o VEDPPE_{p-1,i}
- En CPG_{p-1,i} se especifique cuál es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente.
- En VPPR_{p-1,i} se revise la redacción de este punto y especificar la cantidad de meses de venta de potencia en punta reales. Especificar el periodo de las ventas de potencia en punta reales.
- La variable VPPE_{p-1,i} Especificar la cantidad de meses de venta de potencia en punta estimadas. Especificar el periodo de las ventas de potencia en punta estimada.

Elektra Noreste, S.A., la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han realizado comentarios similares donde igualmente señalan que se revise en las variables del periodo p-2 lo siguiente:

- En CEGP_{p-2} se debe especificar cuál es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente.
- En VEPE_{p-2} se debe especificar el periodo de las ventas de energía estimadas.
- CMGPD_{p-2,i} debe especificar cual es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente.
- VEPDPE_{p-2,i} debe especificar cuáles son las ventas de energía estimadas en punta.
- En la variable CPG_{p-2,i} se especifique cual es el componente estimado y el periodo de vigencia de este componente.
- En VPPE_{p-2,i} se especifique la cantidad de meses de venta de potencia en punta estimadas.

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., incluyó una sugerencia de redacción para las variables VPPR_{p-1,i} y VPPE_{p-1,i} así:

- VPPR_{p-1,i}: Ventas de potencia en punta reales para cada clase de clientes i durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Y
- VPPE_{p-1,i}: Ventas de potencia en punta estimada para cada clase de clientes i al momento de cálculo de Gp-1 correspondiente a los primeros tres meses del periodo p-1

ANÁLISIS

Este comentario fue tomado en cuenta por lo que, luego de una revisión minuciosa, se han considerado las sugerencias y las mismas han sido introducidas en el documento del Régimen Tarifario.

15.8 COMENTARIO - COMPONENTE DE COSTO POR ENERGÍA EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA

Elektra Noreste, S.A., ha solicitado que para el ajuste del período p-1 y p-2 se revise en las variables lo siguiente:

- En CEGP_{p-1,i} Verificar "Energía Fuera de Punta".
- En CEGFP_{p-1,i} se debe especificar cual es el componente estimado y el período de vigencia de este componente.
- En VEFPR_{p-1,i} se debe especificar el período de las ventas de energía reales en horas fuera de punta.
- CEGFP_{p-2,i} debe especificar cual es el componente estimado y el período de vigencia de este componente.
- En VEFPE_{p-2,i} se debe especificar el período de las ventas de energía estimadas.

ANÁLISIS

Este comentario fue tomado en cuenta por lo que, luego de una revisión minuciosa, se han considerado las sugerencias y las mismas han sido introducidas en el documento del Régimen Tarifario.

15.9 OTROS COMENTARIOS RELACIONADOS A LA GENERACIÓN PROPIA Y COMPRAS DIRECTAS

15.9.1 COMENTARIO

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., señalan que se debe agregar el reconocimiento del precio de las compras directas de energía eléctrica a trasladar a las tarifas, en vista de que, además de que es un derecho de las distribuidoras reconocido por la Ley N° 6 de 1997, el mismo garantiza compras eficientes de energía eléctrica, lo que promueve que los precios en el mercado sean ventajosos, lo que a su vez también redundaría en beneficio de todos los clientes. Por tanto, se debe indicar lo siguiente:

"RECONOCIMIENTO DEL PRECIO DE LAS COMPRAS DIRECTAS

El costo reconocido por las compras directas de energía eléctrica, será el precio promedio ponderado de los contratos de compra de energía eléctrica vigentes celebrados por la distribuidora y las compras de energía eléctrica que pudiera realizar en el mercado ocasional."

ANÁLISIS

Esta solicitud no es procedente toda vez que este tema fue atendido en las Resoluciones JD-3245 y JD-3246, ambas del 18 de marzo de 2002. En dichas resoluciones el Ente Regulador indicó lo siguiente: "Con relación a dicha posición de la recurrente, el Ente Regulador considera necesario destacar, que la base legal que le permite a la recurrente llegar a esta interpretación es de carácter temporal, y ya dejó de regir, pues con dicho carácter lo establece el numeral 3 del Artículo 94 de la ley No. 6 de 1997, cuando señala que:

"Durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley, generar energía y comprar energía a otras empresas diferentes a la Empresa de Transmisión, cuando la capacidad de generación exceda el quince por ciento de la demanda atendida en su zona de concesión. El Ente Regulador podrá autorizar que se exceda este límite temporalmente, cuando a su juicio sea necesario para atender circunstancias imprevistas, o cuando a su juicio ello represente beneficio económico para los clientes" (El subrayado es nuestro)

Agrega el Ente Regulador, que como la referida autorización para comprar energía no tiene vigencia para el período que cubre el presente Régimen Tarifario, no es procedente acceder a lo solicitado por la empresa recurrente.

Por otro lado, el Ente Regulador también considera necesario señalar, que la norma que le permite a la empresa distribuidora continuar generando energía eléctrica con plantas de su propiedad, es el numeral 1 del Artículo 94 de la Ley No. 6 de 1997, el cual no tiene ninguna restricción con respecto al tiempo, que es la que expresamente autoriza a las empresas distribuidoras a que puedan continuar operando plantas de generación de su propiedad hasta una cuantía que puede llegar el 15% de la demanda atendida en su zona de concesión. En cambio, la facultad otorgada a las empresas distribuidoras para realizar compras directas de energía y potencia que podían hacer las distribuidoras, ya venció el 5 de febrero de 2002."

15.9.2 COMENTARIO

Elektra Noreste, S.A., hace un comentario en el cual indica lo siguiente: "A pesar de que en la Ley 6 de febrero de 1997, hace referencia a la generación propia, y que en varias de las resoluciones emitidas por el Ente Regulador se hace mención sobre el tratamiento de las compras directas, el Pliego Tarifario propuesto no da ninguna indicación sobre el tratamiento que deben seguir tanto la generación propia como las compras directas."

ANÁLISIS

El comentario de la empresa Elektra Noreste, S.A., no coincide con la realidad, toda vez que el no reconocimiento explícito de la generación propia no implica que no se esté reconociendo su costo. Cuando se estructura el procedimiento, estos costos se reconocen al promedio de los costos de las demás fuentes de abastecimiento, que es lo que finalmente está solicitando Elektra Noreste, S.A.

Por otro lado, la generación propia a partir de febrero de 2002, tendrá que tener una declaración de la cantidad que está comprometiéndose con los clientes regulados, por lo que deberá formar parte del costo de abastecimiento. No obstante, la misma será valorada al precio de la potencia y energía de los contratos que han sido suscritos por la distribuidora que hayan sido producto de libre competencia, respectivamente.

Con respecto a si las compras directas deben estar explícitamente reconocidas o no, el análisis es similar al realizado en el análisis del comentario anterior.

15.10 COMENTARIO - TRANSICIÓN

Elektra Noreste, S.A., hace el siguiente comentario: "El nuevo Régimen inicia su vigencia el 1º de julio del 2002, pero no está claro bajo que esquema (el régimen actual o el nuevo), se realizará la revisión correspondiente al mes de abril de ese año" (sic)

ANÁLISIS

La revisión de los costos permitidos estimados versus los costos reales hasta junio de 2002, se deberán calcular utilizando el procedimiento vigente hasta esa fecha.

15.11 COMENTARIO - REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA ASOCIADA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LA EMPRESA DISTRIBUIDORA EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA

Elektra Noreste, S.A., hizo el siguiente comentario: "Tal como está escrito este aparte del Régimen Tarifario, la determinación de los costos permitidos de generación, los

costos de administración del Mercado Mayorista y las pérdidas de transmisión deberá ser repartida en cada punto de entrega de las distribuidoras basadas en una estimación lo que parece contraproducente ya que todos los grandes clientes debieran tener un sistema de medición comercial. Si bien es cierto que se está reduciendo el requisito de consumo para calificar como un gran cliente y que reconocemos que el costo del SMEC resultaría un incentivo negativo para constituirse en un gran cliente, estimamos que la solución está en reducir las especificaciones y requerimientos actuales del SMEC a fin de evitar que las "estimaciones" de demanda, de energía, de pérdidas etc. afecten al consumidor regulado." (sic)

ANÁLISIS

La apreciación de la empresa en referencia no es cónsona con la realidad. La exigencia o no de instalar equipamiento SMEC (Sistema de Medición Comercial), para un gran cliente, es absolutamente independiente de como se estimen las pérdidas de las redes de distribución.

La exigencia de medición SMEC no es parte integrante de este Régimen Tarifario.

15.12 COMENTARIO - PERÍODO DE REVISIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DEL ENTE REGULADOR

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., han señalado lo siguiente: en vista de que la propuesta sólo hace referencia a "...discrepancias en alguno de los componentes de los cargos, el mismo se debe ampliar a efectos de que incluya cualquier otro tipo de discrepancia que surja entre la distribuidora y el ENTE REGULADOR respecto a la actualización tarifaria. De otro lado, como no se ha establecido un mecanismo para resolver la controversia entre el ENTE REGULADOR y la distribuidora, se debe adicionar un párrafo que establezca dicho mecanismo. Por tanto, se debe modificar el párrafo anterior, así como se debe adicionar otro. Por tanto, lo anterior debe leer así:

En caso de mantenerse cualquier discrepancia que surja entre la distribuidora y el ENTE REGULADOR respecto a la actualización tarifaria, incluyendo discrepancias en alguno de los componentes de los cargos, se mantendrá la propuesta formulada por la distribuidora hasta tanto sea resuelta la controversia. En caso de que la controversia sea resuelta en forma favorable al Ente Regulador, la modificación que corresponda se hará con efecto retroactivo a la fecha en que debió ser la actualización. Esto significa que se estimarán los ingresos recibidos de más o los ingresos no percibidos, dependiendo del caso y se considerarán en el ajuste para efectos del establecimiento del cargo respectivo.

La controversia surgida entre el ENTE REGULADOR y la empresa de distribución será resuelta mediante arbitraje en equidad, es decir, por expertos en la materia, de acuerdo con el Convenio Arbitral que ambas partes celebren al surgir la discrepancia. Si las partes no se ponen de acuerdo para la celebración del Convenio Arbitral en un término de 45 días hábiles contados a partir del recibo de la notificación que la Distribuidora le haga al ENTE REGULADOR en el sentido de que no está de acuerdo con las objeciones formuladas por dicha entidad, las partes se someterán al régimen general de arbitraje regulado por el Decreto Ley Nº 5 de 18 de julio de 1999."

ANÁLISIS

Luego de analizar la propuesta presentada, tanto por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A., como por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., y basados en la experiencia obtenida en el Régimen Tarifario vigente hasta el 30 de junio de 2002, mantendremos la redacción tal y como se estableció en el documento de Proyecto de Régimen Tarifario.

15.13 COMENTARIO - DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., ha indicado que: "A efectos de evitar una laguna legal, ante una declaratoria de nulidad de parte de este Régimen Tarifario, se debe incluir un numeral que prevea esta situación de la siguiente manera:

En caso de que parte de este Régimen Tarifario sea declarado nulo, se aplicará lo establecido en los Pliegos Tarifarios vigentes al 30 de junio de 2002, hasta tanto el Ente Regulador emita la nueva regulación y apruebe las tarifas que correspondan."

ANÁLISIS

El Artículo 100 de la Ley N° 6 de 1997 señala que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años y que vencido dicho término las mismas continuarán rigiendo mientras el Ente Regulador no defina las nuevas. Por ende, se entiende que en caso de que la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia declarase nulo por ilegal, en todo o en parte el nuevo Régimen Tarifario se aplicaría lo establecido en el Artículo 100 descrito en líneas anteriores.

15. Que luego de analizar los comentarios presentados y expuestos por los participantes, en la Audiencia Pública celebrada el 30 de octubre de 2001, el Ente Regulador ha considerado necesario modificar el capítulo 7 del proyecto de Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización (Anexo A), correspondiente a la Parte IV, incorporando algunas de las observaciones presentadas por dichos participantes;
16. Que el numeral 25 del Artículo 20 de la Ley No. 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 el Anexo A, que contiene la Parte IV del Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad, correspondiente a la Actualización dentro del Período Tarifario y su procedimiento que se aplicará a todas las empresas que presten el servicio de distribución y comercialización. El Anexo A forma parte integral de esta Resolución.

SEGUNDO: Esta resolución regirá a partir del momento en que el Ente Regulador haya expedido en forma completa el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización del Servicio Público de Electricidad hasta el 30 de junio de 2006.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por las Leyes Nos. 24 de 30 de junio de 1999 y 15 de 7 de febrero de 2001; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 y disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,

JOSE D. PALERMO T.
Director

CARLOS E. RODRIGUEZ B.
Director

ALEX ANEL ARROYO
Director Presidente

ANEXO A**RESOLUCION N° JD-3290****DEL 22 DE ABRIL DE 2002****ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS
PUBLICOS****RÉGIMEN TÁRIFARIO DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION DE ELECTRICIDAD****PARTE IV****Abril de 2002**

RÉGIMEN TARIFARIO

CONTENIDO

CONTENIDO.....	
RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN - PANAMÁ	
PARTE IV	
1. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO	
1.1 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN	
1.1.1 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN FIJO	
1.1.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE	
1.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	
1.3 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO	
1.3.1 CARGO TARIFARIO POR CONSUMO DEL ALUMBRADO PÚBLICO	
1.3.2 CARGO TARIFARIO POR EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	
1.4 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	
1.4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	
1.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA	
1.5 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO	
1.5.1 CARGOS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN	
1.5.1.1 CARGO FIJO DE TRANSMISIÓN	
1.5.1.2 CARGO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	
1.5.2 CARGOS TARIFARIOS DE GENERACIÓN	
1.5.2.1 CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN	
1.5.2.2 CARGO POR ENERGÍA DE GENERACIÓN EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA	
1.5.3 COSTO TOTAL DEL MERCADO MAYORISTA	
APÉNDICE	
PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS	
1. TRANSICIÓN	
2. CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL	
2.1 DIVULGACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS PARA EL SEMESTRE SIGUIENTE	
2.2 PRESENTACIÓN DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA ANTE EL ENTE REGULADOR	
2.3 PERÍODO DE REVISIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DEL ENTE REGULADOR	
3. REQUERIMIENTOS Y FORMULARIOS DE PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN PARA LAS ACTUALIZACIONES SEMESTRALES	
4. TASA DE INTERÉS A APLICAR	
5. REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA ASOCIADA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA	
6. AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA	
7. PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA	

RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN - PANAMÁ

PARTE IV

1. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO

Los cargos tarifarios aprobados y que estén vigentes en el periodo tarifario que va del 1 de julio de 2002 al 30 de junio de 2006 se ajustarán semestralmente.

Esta PARTE IV del Régimen Tarifario contiene un APÉNDICE adjunto que establece el

procedimiento que han de seguir las empresas de distribución eléctrica para la actualización semestral de las tarifas, la transición del periodo tarifario que vence el 30 de junio de 2001 y el próximo periodo tarifario, cronograma del proceso de actualización semestral, requerimientos y formularios de presentación de información para las actualizaciones semestrales, tasas de interés a aplicar, metodología de repartición entre los grupos de clientes abastecidos por la distribuidora y los abastecidos por otros agentes del mercado, ajustes posteriores a la información suministrada como facturada o medida y la presentación de información correspondiente a la actualización tarifaria.

Los cargos tarifarios aprobados se ajustarán de acuerdo con las siguientes fórmulas de ajuste y definiciones generales:

- Para efectos de identificar los periodos semestrales en las fórmulas de ajuste tarifario y en la información que debe suministrarse, debe considerarse lo siguiente:
 - p: Período en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario.
 - p-1: Período en el cual se hace la solicitud de actualización tarifaria.
 - p-2: Período anterior al periodo en el que se solicita la actualización tarifaria.
 - p-3: Período anterior al periodo p-2.
- Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizan en sus fórmulas de ajuste de acuerdo a como corresponda, los términos definidos como sigue:

XC: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el Ente Regulador, que representa la porción de costos de comercialización que no se ajustan por IPC.

XUS: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el Ente Regulador que representa la porción de costos asociada a la capacidad de distribución que no se ajustan por IPC.

XAP: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el Ente Regulador que representa la porción de costos asociada al servicio de alumbrado público que no se ajusta por IPC.

IPC: Promedio aritmético de los Índices de Precios al Consumidor de los meses (6) meses correspondiente, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

- Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones de costos y ventas tienen las definiciones de los términos que se utilizan en los propios numerales que desarrollan sus fórmulas de ajuste.

1.1 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN

Los cargos tarifarios de comercialización ($CCOMF_i$ y $CCOMV_i$) en cada categoría tarifaria (i) se ajustarán por las siguientes expresiones:

1.1.1 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN FIJO

$$CCOMF_{p,i} = CCOMF_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left((1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde}$$

$CCOMF_{p,i}$: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p para la categoría i;

$CCOMF_{p-1,i}$: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p-1 para la categoría i;

XC, IPC_{p-2} , IPC_{p-3} , p , $p-1$, $p-2$ y $p-3$ fueron definidos en el numeral 1.

1.1.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE

$$CCOMV_{p,i} = CCOMV_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left((1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde,}$$

$CCOMV_{p,i}$: valor del cargo de comercialización variable del semestre p para la categoría i;

$CCOMV_{p-1,i}$: valor del cargo de comercialización variable del semestre p-1 para la categoría i;

XC, IPC_{p-2} , IPC_{p-3} , p , $p-1$, $p-2$ y $p-3$ fueron definidos en el numeral 1.

1.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los cargos tarifarios de redes de distribución ($CD_{i,j}$) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left((1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde:}$$

$CD_{p,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

$CD_{p-1,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p-1 para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

XUS, IPC_{p-2} , IPC_{p-3} , p , $p-1$, $p-2$ y $p-3$ fueron definidos en el numeral 1.

Nota: En el caso de que en la categoría con medición binómica se utilicen los dos cargos uno en kW y otro en kWh, se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

1.3 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

1.3.1 CARGO TARIFARIO POR CONSUMO DEL ALUMBRADO PÚBLICO

El cargo tarifario que corresponde al consumo del alumbrado público será indexado cada seis (6) meses por el índice de precio del costo monómico de abastecimiento de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CCONAP_{i,p} = CCONAP_{i,p-1} \times \left(\frac{GMT_p}{GMT_{p-1}} \right)$$

$CCONAP_{i,p}$: Cargo tarifario por consumo del alumbrado público en el semestre p para la categoría i

$CCONAP_{i,p-1}$: Cargo tarifario por consumo del alumbrado público en el semestre p-1 para la categoría i;

GMT_p : valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) pronosticados en el período p. De este modo GMT_p se define en el numeral 1.5.3.

GMT_{p-1} : valor esperado de los costos de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas en transmisión con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el período p-1. De este modo GMT_{p-1} se define en el numeral 1.5.3.

p y p-1 fueron definidos en el numeral 1.

1.3.2 CARGO TARIFARIO POR EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

$$CSEAP_{p,i} = CSEAP_{p-1,i} \times \left\{ XAP + \left((1 - XAP) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde:}$$

$CSEAP_{p,i}$: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p para la categoría i;
 $CSEAP_{p-1,i}$: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p-1 para la categoría i;

XAP, IPC_{p-2} , IPC_{p-3} , p, p-1, p-2 y p-3 fueron definidos en el numeral 1.

1.4 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN

1.4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN

Los cargos tarifarios que corresponden a las pérdidas de energía estándar en distribución serán ajustados cada seis (6) meses por los índices GP_p y GFP_p definidos en los numerales 1.5.2.1 y 1.5.2.2 de acuerdo a las siguientes expresiones:

A. Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

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

$$CPE_{i,FUERADEPUNTA,p} = CPE_{i,FUERADEPUNTA,p-1} \times \left(\frac{GFP_p^{CR}}{GFP_{p-1}^{CR}} \right)$$

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

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

$CPE_{j,j,p}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en el bloque horario j (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p.

$CPE_{j,j,p-1}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en el bloque horario j (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p-1.

FCPi: Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría i.

GP_p^{CR} , GFP_p^{CR} , GP_{p-1}^{CR} y GFP_{p-1}^{CR} son definidos en el numeral 1.5.2.

1.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA

El cargo tarifario que corresponde a las pérdidas de potencia estándar en distribución será ajustado cada seis (6) meses por el índice GPp de acuerdo a la siguiente expresión:

$$C_{PERDP_{i,p}} = C_{PERDP_{i,p-1}} \times \left(\frac{GP_{p}^{CR}}{GP_{p-1}^{CR}} \right)$$

$C_{PERDP_{i,p}}$: cargo por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p.

$C_{PERDP_{i,p-1}}$: cargo por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p-1.

GP_p^{CR} y GP_{p-1}^{CR} son definidos en el numeral 1.5.2.

1.5 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO

- Para determinar los ingresos estimados o reales se aplicarán los cargos tarifarios por las ventas ya sea de demanda máxima, demanda en punta, ventas de energía totales o ventas de energía discriminadas en punta y fuera de punta, de acuerdo a los que les correspondan en cada caso.
- Para efectos de calcular la tasa de interés (r) a aplicar en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario, se seguirá lo establecido el numeral 4 del APÉNDICE adjunto, donde r es el valor numérico expresado en centésimos.
Debe tenerse en consideración que se produce un excedente cuando el valor "real" es menor al valor permitido a recuperar y, un déficit cuando el valor "real" es mayor que el valor permitido a recuperar.

1.5.1 CARGOS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN

1.5.1.1 CARGO FIJO DE TRANSMISIÓN

El cargo tarifario por potencia de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará mediante la siguiente expresión:

$$CPT_{i,p} = CPT_{i,p-1} \times \left(\frac{T_p^{CR}}{T_{p-1}^{CR}} \right), \text{ donde}$$

$CPT_{p,i}$: Cargo de transmisión del semestre p. Este cargo está asociado a los costos por uso, conexión del sistema de transporte y operación del sistema;

$CPT_{p-1,i}$: Cargo de transmisión del semestre p-1.

T_p^{CR} : Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados en el período p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de transmisión en el período p, calculado como se describe más adelante. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- Costos de conexión.
- Costos por el uso de la red de transporte.
- Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.

- Costos por uso de redes de transmisión y distribución pagado a la Autoridad del Canal de Panamá siempre y cuando este costo no supere el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes.
- Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

T_{p-1}^{CR} : Es el valor que recuperaría la empresa con el cargo actual (de p-1) para cubrir los costos de transmisión 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 por potencia de transmisión (CPT_i para cada clase de cliente i) que contienen las tarifas vigentes en el período p-1 a la proyección de ventas de clientes que no se encuentran 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).

El componente T_p^{CR} del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar los ingresos para cubrir los costos permitidos y de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$T_p^{CR} = TP_p + (TE_{p-1} - 2xT_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (TR_{p-2} - TE_{p-2}) \times (1+r)$$

TP_p : Costos permitidos de transmisión generados en la demanda de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos pronosticados en el período p. Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo de transmisión por la relación kWh vendidos / kWh ingresados a red de la distribuidora, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

TE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido en el período p-1 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$TE_{p-1} = T_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \left(\frac{CTPR_{p-1}}{CTPE_{p-1}} + \frac{\text{SUM}_i (CPT_{i,p-1} \times VE_{i,p-1})}{\text{SUM}_i (CPT_{i,p-1} \times VR_{i,p-1})} \right) \right]$$

Donde:

$CTPR_{p-1}$: Costo permitido por los servicios de transmisión correspondientes al período p-1 que han sido facturados a la distribuidora durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$CTPE_{p-1}$: Costo permitido por los servicios de transmisión estimados para el cálculo de T_p^{CR} correspondiente a los primeros tres meses del período p-1.

$VE_{i,p-1}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de T_{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.



CPT_i definidos anteriormente.

T_{p-1} : Costos de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p-1. (Es el TP_p de la actualización tarifaria anterior).

TR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo de transmisión permitido en el período p-2 por variaciones en los costos reconocidos y en las ventas, a pasar a tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$TR_{p-2} = T_{p-2} \left[1 + \frac{3}{6} x \left(\frac{CTPR_{p-2} + \frac{SUM_i(CPT_{p-2,i} x VE_{p-2,i})}{SUM_i(CPT_{p-2,i} x VR_{p-2,i})} \right) \right]; \text{ Donde:}$$

$CTPR_{p-2}$: Costos permitidos por los servicios de transmisión que han sido facturados a la distribuidora correspondiente al período p-2.

$CTPE_{p-2}$: Costos permitidos por los servicios de transmisión estimados para el cálculo de T_{p-2} .

$VE_{p-2,i}$: 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.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo 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.

CPT_i definidos anteriormente.

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

r : es el valor definido anteriormente.

1.5.1.2 CARGO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará mediante la siguiente expresión:

$$CPET_{i,p} = CPET_{i,p-1} \times \left(\frac{PT_p^{CR}}{PT_{p-1}^{CR}} \right), \text{ donde}$$

$CPET_{i,p}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría i del semestre p. Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de Pérdidas de Energía en Transmisión;

$CPET_{i,p-1}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría i del semestre p-1.

PT_p^{CR} : Es el valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el período p. Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos por pérdidas de energía en transmisión en el período p, calculado como se describe más adelante.

PT_{p-1}^{CR} : Es el valor que la empresa recibiría con el componente de costo actual (de p-1) para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p. Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar cargo por pérdidas de transmisión ($CPET_i$ para cada clase de cliente o categoría i) que contienen las tarifas vigentes en el período p-1 a la proyección de ventas de clientes que no se encuentran 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).

El componente PT_p^{CR} del factor de actualización se calculará de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$PT_p^{CR} = PT_p + (PTE_{p-1} - 2xPT_{p-1}) \times (1+r)^2 + (PTR_{p-2} - PTE_{p-2}) \times (1+r)$$

PT_p : Costo permitido de pérdidas en transmisión generadas en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente pronosticados en el período p. Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el producto de multiplicar el costo de pérdidas de transmisión por la relación kWh vendidos / kWh ingresados a red de la distribuidora, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

PTE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de pérdidas en transmisión en el período p-1 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PTE_{p-1} = PT_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \left(\frac{CTPTR_{p-1}}{CTPTE_{p-1}} + \frac{\sum_i (CPET_{p-1,i} \times VE_{p-1,i})}{\sum_i (CPET_{p-1,i} \times VR_{p-1,i})} \right) \right]; \text{ Donde:}$$

$CTPTR_{p-1}$: Costo permitido por las pérdidas en el sistema de transmisión correspondientes al período p-1 que han sido facturados a la distribuidora durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$CTPTE_{p-1}$: Costo permitido por las pérdidas en el sistema de transmisión estimados para el cálculo de PT_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del período p-1.

$CPET_{p-1,i}$, definido anteriormente.

$VE_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de PT_{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.

PT_{p-1} : Costos de las pérdidas en el sistema de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p-1. (Es el PT_p de la actualización tarifaria anterior).

PTR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo de pérdidas en transmisión permitido en el período $p-2$ por variaciones en los costos permitidos y en las ventas, a pasar a tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PTR_{p-2} = PT_{p-2} \left(\frac{CTPTR_{p-2}}{CTPTE_{p-2}} + \frac{\sum_i (CPET_{p-2,i} \times VE_{p-2,i})}{\sum_i (CPET_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})} \right); \text{ donde:}$$

$CTPTR_{p-2}$: Costo permitido de las pérdidas en el sistema de transmisión que han sido facturados a la distribuidora correspondiente al período $p-2$.

$CTPTE_{p-2}$: Costo permitido de las pérdidas en el sistema de transmisión estimados para el cálculo de PT_{p-2} .

$CPET_{p-2,i}$ definido anteriormente.

$VE_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el período de tiempo correspondiente a los seis meses de $p-2$. Corresponden a ventas energía.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de $p-2$. Corresponden a ventas de energía.

PT_{p-2} : Costos de las pérdidas en el sistema de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período $p-2$ (Es el PT_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

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

r ya ha sido definido.

1.5.2 CARGOS TARIFARIOS DE GENERACIÓN

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 (C_{POTGEN_i} , ($C_{POTGENE_i}$), C_{NEGEN_i} y $C_{NEGEN_{i,j-punta}}$ 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: 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: 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.

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:

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

GP_p : Costo permitido de generación en horas de punta ocasionados en el consumo de 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 de generación en horas de punta total por la relación kWh vendidos / kWh ingresados a red de la distribuidora, 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:

$$GPE_{p-1} = GP_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \frac{CGPR_{p-1}}{CGPE_{p-1}} + \frac{\left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i (CPOTGEN_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD,Horaria)} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-1,i} \times VE_{p-1,i}^{PTA}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD,NoHoraria)} (CENEGEN_{p-1,i} \times VESM_{p-1,i} \times FCP_i) \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i (CPOTGEN_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD,Horaria)} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-1,i} \times VR_{p-1,i}^{PTA}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD,NoHoraria)} (CENEGEN_{p-1,i} \times VRSM_{p-1,i} \times FCP_i) \end{array} \right]} \right]$$

Donde:

$CGPR_{p-1}$: Costo permitido de generación en horas de punta correspondientes al período p-1 que han sido facturados a la distribuidora durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$CGPE_{p-1}$: 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.

$VR_{p-1,i,j}^{PTA}$: Ventas de energía en punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, 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 período.

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 período $p-1$. (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 período $p-2$ 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:

$$GPR_{p-2} = GP_{p-2} \times \left(\frac{CGPR_{p-2}}{CGPE_{p-2}} + \frac{\left[\begin{array}{l} SUM_i (COTGEN_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}) \\ + SUM_{NI=MD.Horario} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}^{PTA}) \\ + SUM_{NI=MD.NoHorario} (CENEGEN_{p-2,i} \times VESM_{p-2,i} \times FCP_i) \end{array} \right]}{SUM_i (COTGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})} \right)$$

$$+ \frac{\left[\begin{array}{l} + SUM_{NI=MD.Horario} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}^{PTA}) \\ + SUM_{NI=MD.NoHorario} (CENEGEN_{p-2,i} \times VRSM_{p-2,i} \times FCP_i) \end{array} \right]}{SUM_i (COTGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})}$$

Donde:

$CGPR_{p-2}$: Costo permitido de generación en horas de punta que han sido facturados a la distribuidora en el período 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 $CPOTGENE_{p-2,i}$ si ha sido identificado en la estructura tarifaria.)

$CENEGEN_{p-2,i}^{PUNTA}$: 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 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.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo 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 período 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.

$VRSMP_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo 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 período 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, registradas al momento de cálculo de GP_{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 $VESM_{p-2}$, $VRSMP_{p-2}$ 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.



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 periodo 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.

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

Los cargos tarifarios que corresponden a las pérdidas de energía estándar en distribución serán ajustados cada seis (6) meses de acuerdo a las siguientes expresiones:

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 periodo



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 tarifa 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: 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.

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:

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

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 período p . Esto corresponde al pronóstico permitido con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el período p . Los costos de generación en horas fuera de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo de generación en horas fuera de punta por la relación kWh vendidos / kWh ingresados a red de la distribuidora, 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 período p-1. Se calcula mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

$CGFPR_{p-1}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta correspondientes al período p-1 que han sido facturados a la distribuidora durante 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 período 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} .

$VESM_{p-1,i}$: 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 por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR^{FPTA}_{p-1,i,j}$: 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.

$VE^{FPTA}_{p-1,i,j}$: 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.

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).

GFP_{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:

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

Donde:

CGFPR_{p-2}: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta que han sido facturados a la distribuidora 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}.

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 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) al momento de cálculo 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 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 periodo 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, al momento de cálculo de GP_{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 para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor FCF 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 periodo.

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.

1.5.3 COSTO TOTAL DEL MERCADO MAYORISTA

El GMT_p y GMT_{p-1} se definen del siguiente modo:

$$GMT_p = GP_p + GFPP + T_p + PTP$$

Donde:

GMT_p: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) pronosticados en el periodo p.

GP_p, GFPP, T_p y PTP ya han sido definidos en los numerales anteriores.

$$GMT_{p-1} = GP_{p-1} + GFPP_{p-1} + T_{p-1} + PTP_{p-1}$$

Donde:

GMT_{p-1}: valor esperado de los costos de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas en transmisión con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el periodo p-1.

GP_{p-1}, GFPP_{p-1}, T_{p-1} y PTP_{p-1} ya han sido definidos en los numerales anteriores.

APÉNDICE

PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS

1. TRANSICIÓN

La distribuidora deberá contemplar en la primera aplicación de los nuevos componentes de costo y en la primera actualización semestral bajo el mecanismo previsto en este régimen, la utilización de

los saldos remanentes de los periodos que concluyen el 30 de junio de 2002, cualquiera fuese su signo, correspondiente a los componentes de costo de transmisión, pérdidas de transmisión y generación, que resultasen de la aplicación del mecanismo de actualización semestral previsto en el régimen que expira el 30 de junio del 2002.

El cálculo del ajuste tarifario remanente deberá ser presentado al Ente Regulador en forma separada al resto de la información sustentatoria requerida para el diseño de la fórmula tarifaria que regirá para el siguiente periodo tarifario y en los mismos formularios utilizados para el periodo tarifario que vence el 30 de junio de 2002. Los remanentes de cada componente de costo deberán ser identificados y aplicados en los componentes de costos correspondientes.

2. CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL

A continuación se presentan los plazos para la presentación, divulgación, revisión y aprobación de los componentes de costo:

2.1 DIVULGACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS PARA EL SEMESTRE SIGUIENTE

Las empresas deberán publicar todos los componentes y cargos tarifarios con una anticipación mínima de sesenta (60) días calendario antes de la entrada en vigencia de los mismos. Para esta publicación no se requiere la aprobación del Ente Regulador.

2.2 PRESENTACIÓN DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA ANTE EL ENTE REGULADOR

Las empresas presentarán los componentes y cargos propuestos y la información sustentadora de la actualización tarifaria al Ente Regulador, por lo menos sesenta (60) días calendario antes de la fecha de entrada en vigencia.

2.3 PERÍODO DE REVISIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DEL ENTE REGULADOR

A partir del recibo de la información el Ente Regulador tendrá hasta treinta (30) días calendario, para revisar la información y solicitar información adicional si lo requiere. Cuando solicite información adicional se indicará el plazo para su presentación. Los cargos donde el Ente Regulador no haya manifestado alguna objeción pasado el periodo de treinta (30) días indicado se darán por aprobados, por lo que la empresa los pondrá en vigencia en la fecha correspondiente.

En caso de objeción, el Ente Regulador notificará sus observaciones a fin de que la empresa haga los ajustes correspondientes y notifique al Ente Regulador su corrección a más tardar en los siguientes quince (15) días calendario.

En caso de mantenerse alguna discrepancia en alguno de los componentes de los cargos respecto de la actualización tarifaria, se mantendrá la propuesta formulada por el Ente Regulador hasta tanto sea resuelta la controversia. En caso de que la controversia sea resuelta en forma favorable a la empresa distribuidora, la modificación que corresponda se hará con efecto retroactivo a la fecha en que debió ser la actualización. Esto significa que se estimarán los ingresos recibidos de más o los ingresos no percibidos, dependiendo del caso y se considerarán en el ajuste para efectos del establecimiento del cargo respectivo.

3. REQUERIMIENTOS Y FORMULARIOS DE PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN PARA LAS ACTUALIZACIONES SEMESTRALES

La información necesaria para poder llevar a cabo las actualizaciones semestrales será solicitada por el Ente Regulador y deberá ser entregada por la empresa distribuidora en los tiempos y formas de presentación que el Ente Regulador establezca.

El Ente Regulador entregará un modelo de formularios para la presentación completa de información requerida. Estos formularios podrán ser revisados periódicamente, con una anticipación de tres (3) meses a la fecha de actualización tarifaria sin necesidad de una audiencia pública.

No obstante, durante el proceso de revisión en la actualización tarifaria, el Ente Regulador podrá solicitar a las empresas información adicional o explicaciones específicas al respecto, si lo considera necesario.

4. TASA DE INTERÉS A APLICAR

En las fórmulas correspondientes se aplicará las tasas de interés (r) cuando deba aplicar las mismas en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario:

- Las empresas deberán utilizar la información oficial producida por la Superintendencia de Bancos de Panamá que corresponde a la tasa de interés promedio del mercado bancario o de referencia del país. Las empresas deberán solicitar esta información a la Superintendencia de Bancos de Panamá.
- En caso de déficit las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de Interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.
- En caso de excedentes las tasas a utilizar serán el promedio global (Banca Panameña y Banca Extranjera, de acuerdo a la clasificación y datos producidos por la Superintendencia de Bancos) de las tasas de interés anual sobre depósitos de plazo fijo a seis (6) meses. En caso de déficit las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un (1) año.
- El promedio corresponderá al promedio de los seis (6) meses anteriores (que corresponde al periodo $p-2$) a la fecha de actualización tarifaria.

5. REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA ASOCIADA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA

Para la determinación de los costos permitidos de generación, los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista y las pérdidas de transmisión a traspasar a la tarifa, se requiere realizar la repartición de la energía medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente. Esta repartición se hará con base en una estimación de acuerdo a lo siguiente:

Se cuantificará para cada uno de los grandes clientes que compran a precios acordados libremente conectados a las líneas de distribución eléctrica que se sirven de ese nodo o punto de recibo, su consumo de energía equivalente en MWh a partir del consumo registrado en el medidor de energía eléctrica (MWhG_{Ci}) instalado en el punto de entrega a grandes clientes que compran a precios acordados libremente. El consumo equivalente del gran cliente, acogido a precios acordados libremente, en el nodo o punto de recibo del distribuidor (MWhEG_{Ci}) se estimará considerando el estimado de pérdidas entre el punto de entrega a grandes clientes que compran a precios acordados libremente y el nodo donde la distribuidora recibe la energía.

Por simplificación esta pérdida se considerará igual al porcentaje de pérdidas estándar aprobado por el Ente Regulador para el período tarifario.

Para efectos de determinar la segregación de estas pérdidas de energía en distribución, por nivel de tensión se utilizará la proporción considerada en el diseño de la tarifa vigente.

En cada hora la energía equivalente del gran cliente i que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo del distribuidor ($MWhE_{GCI}$) será calculada en la siguiente forma:

$$MWhE_{GCI} = \frac{MWh_{GCI}}{1 - PET\%}, \text{ donde}$$

MWh_{GCI} = Energía medida en el punto de recibo de cada gran cliente que compra a precios acordados libremente.

El PET% utilizado será el valor ajustado según las indicaciones del numeral 1.3 de la Parte II del régimen tarifario que corresponde al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente.

En cada hora el total de la energía equivalente de todos los grandes clientes que compran a precios acordados libremente se restará de la energía medida total recibida en cada nodo o punto de recibo de la distribuidora; el valor así obtenido se considerará que corresponde a la energía de los clientes acogidos a tarifas reguladas (MWh_{CRnodo}), siendo así:

$$MWh_{CRnodo} = MWh_{Dnodo} - \sum_{i=1}^n MWhE_{GCI}$$

Donde:

MWh_{CRnodo} = corresponde a la energía de los clientes acogidos a tarifas reguladas conectados al nodo en cada hora.

MWh_{Dnodo} = es la energía medida total en el nodo de la distribuidora en cada hora.

$MWhE_{GCI}$ = la energía equivalente de cada gran cliente que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo del distribuidor en cada hora.

Para la determinación de los costos permitidos de generación, transmisión, y los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista a traspasar a la tarifa se requiere realizar la repartición de la potencia medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras, entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente. Esta repartición se realizará de la siguiente manera:

Para cada subperíodo j en que se divida cada hora se calculará la potencia equivalente del grupo de grandes clientes que compran libremente con base en la siguiente expresión:

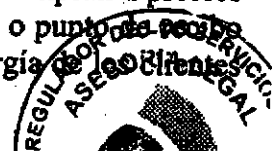
$$MWE_{GCj} = MW_{Dnodo,j} - \sum_i \frac{MW_{GCj,i}}{[1 - PPT\%]}$$

Donde:

MWE_{GCj} = Potencia equivalente del grupo de grandes clientes que compran libremente

MW_{Dnodo} = Potencia medida en el nodo de la distribuidora

MW_{GCj} = Potencia medida en el punto de recibo de cada gran cliente que ha acordado comprar libremente.



El PPT% utilizado será el valor ajustado según las indicaciones del numeral 1.3 de la Parte II del régimen tarifario que corresponde al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente.

El Centro Nacional de Despacho calculará la potencia equivalente de los clientes regulados y de cada gran cliente que contrata libremente en forma individual para darle seguimiento a la demanda máxima no coincidente establecida en el pliego tarifario de la Empresa de Transmisión Eléctrica. La Empresa de Transmisión Eléctrica deberá tener presente que la demanda máxima no coincidente a la cual se refiere el pliego tarifario de dicha empresa debe aplicarse con base en el concepto de potencia equivalente indicada en este documento.

En cada hora, para la determinación de las compras de energía de la distribuidora, el Centro Nacional de Despacho deberá restar de la energía medida en el nodo en que la distribuidora retira del sistema interconectado nacional la sumatoria de la energía medida en cada uno de los medidores de los grandes clientes que compran libremente y que se abastecen de dicho nodo.

Para la determinación del resto de los componentes de la facturación de costos del mercado mayorista que utilizan la energía como medida de referencia (servicios auxiliares, generación obligada, etc.) y las de pérdidas en transmisión, el CND los calculará utilizando la energía equivalente MWh_{GCI} de cada gran cliente, lo que le corresponde a la distribuidora (Mwh_{nodo}^{CR}) y lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998.

Para la determinación del resto de los componentes de la facturación del mercado mayorista que utilizan la potencia como medida de referencia, el CND utilizará la potencia medida de cada gran cliente en su punto de recibo; lo que le corresponde a la distribuidora será el resultado de deducir la potencia medida de los grandes clientes que se abastecen del nodo bajo análisis. Con base en esta separación se aplicará lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998."

6. AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA

Cuando existan ajustes posteriores a información que haya sido suministrada como facturada o medida de los períodos p-1 y p-2, la diferencia entre el valor suministrado como facturado o medido en períodos anteriores y el valor ajustado se debe considerar como parte de la información que se presenta como p-2 con la debida identificación y sustentación.

7. PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Las empresas deberán presentar los cargos propuestos en los distintos componentes de la tarifa acompañados de la Información sustentadora, que contiene la segregación de los costos correspondientes y los cálculos pertinentes de acuerdo a la metodología establecida. La información sustentadora deberá ser presentada por escrito y en soporte magnético o digital.

**CORTE SUPREMA DE JUSTICIA -PLENO
ACUERDO N° 101
(De 12 de abril de 2002)**

Por el cual se crea la Dirección Ejecutiva Nacional de Servicios Comunes en el Órgano Judicial.

En la ciudad de Panamá, a los doce (12) días del abril del año dos mil dos (2002), se reunió el Pleno de la Corte Suprema de Justicia, con la asistencia del Secretario General.

Abierto el acto, el Honorable Magistrado Presidente de la Corte Suprema de Justicia, Licenciado Adán Arnulfo Arjona L., hizo uso de la palabra para manifestar que el motivo de la reunión era considerar la creación de la Dirección Ejecutiva Nacional de Servicios Comunes en el Órgano Judicial, para centralizar y coordinar la prestación de los Servicios de Apoyo Jurisdiccional tales como: Comunicaciones, notificaciones, citaciones que deben realizar los juzgados y tribunales; brindar orientación a los ciudadanos y recibir sus quejas, reclamaciones y sugerencias y ser el encargado de recibir en exclusividad todos los escritos y documentación dirigidos a los órganos de la Administración de Justicia.

Sometido a consideración el proyecto de creación de esta dependencia judicial, éste recibió el voto unánime de los Magistrados que integran el Pleno de la Corte Suprema de Justicia, y en consecuencia se acordó aprobar su creación y las disposiciones de su funcionamiento, cuyo contenido es el siguiente:

“Considerando”

Que es interés de la Corte Suprema de Justicia adoptar todas las medidas necesarias, tendientes al mejoramiento de la Administración de justicia.

Que con dicho propósito se han adelantado evaluaciones del procedimiento utilizado por los tribunales en materia de notificación y citaciones; así como también sobre la atención que se le dispensa a los ciudadanos que se acercan a los tribunales, juzgados y demás dependencias judiciales. Las gestiones adelantadas se dan en el marco del Proyecto de Apoyo al Órgano Judicial, firmado por la Corte Suprema de Justicia y el Concejo General del Poder Judicial del Reino de España, firmado en marzo de 1999; en virtud del cual se sientan las bases para la realización de proyectos de apoyo al Órgano Judicial, mediante la colaboración económica y técnica de la Agencia Española de Cooperación Internacional;

Que el Proyecto de Apoyo al Órgano Judicial contempla la ejecución de programas, encaminados a facilitar el proceso de notificaciones y citaciones, brindar un servicio de atención al ciudadano eficiente, eficaz y oportuno; como también la creación de otros servicios comunes, facilitadores de la gestión judicial, con el objetivo de reducir la mora judicial existente en las distintas jurisdicciones;

Que de acuerdo a lo establecido en el artículo 1005 del Código Judicial le corresponde al Pleno de la Corte Suprema de Justicia, mediante acuerdo, crear y organizar Centros que colaboren con los Tribunales y juzgados en la práctica de servicios comunes, para mejorar el funcionamiento de la administración de justicia;

Acuerda

Primero: Crear la Dirección Ejecutiva Nacional de Servicios Comunes, como ente administrativo del Órgano Judicial, con el propósito de que coordine el funcionamiento de las unidades de apoyo jurisdiccional existentes, en materia de Comunicaciones judiciales de

aquellos juzgados y tribunales adscritos; así como también, brindar una eficiente orientación a los ciudadanos, recibir sus quejas, reclamaciones y sugerencias comunicándolas a las instancias judiciales, a fin de darles el debido seguimiento.

Segundo: Del mismo modo esta Dirección auxiliará a los juzgados y tribunales adscritos en la ejecución de todos los actos relacionados a las comunicaciones y citaciones según el Código Judicial y la Resolución N°1 de 2 de abril de 1992 del Pleno de la Corte Suprema de Justicia.

Tercero: La Secretaría Administrativa de la Corte Suprema, adoptará las medidas necesarias, así como la asignación de los recursos correspondientes, para la puesta en marcha de las diferentes oficinas de servicios comunes, que oportunamente se vayan creando e incorporando a la Dirección.

Cuarto: Quedarán sometidos a la Dirección Ejecutiva Nacional, el Centro de Comunicaciones Judiciales (C.C.J.) y el Centro de Información y Atención al Ciudadano (C.I.A.C.), y cualesquiera otro que se creen en el futuro.

Quinto: La Dirección Ejecutiva Nacional estará adscrita a la Sala Cuarta de Negocios Generales, de la Corte Suprema de Justicia.

Sexto: Dentro de los treinta días siguientes al de su instalación, el Director presentará a la Sala Cuarta de Negocios Generales de la Corte Suprema el proyecto de Reglamento Interno para su aprobación.

Séptimo: Este Acuerdo comenzará a regir a partir de su publicación en la Gaceta Oficial.

No habiendo más nada que tratar, se dio por terminado el acto y se dispuso hacer las comunicaciones correspondientes.

ADAN ARNULFO ARJONA L.
Magistrado Presidente de la
Corte Suprema de Justicia

MAGISTRADO ARTURO HOYOS

MAGISTRADO EMERITO MILLER

MAGISTRADO WINSTON SPADAFORA

MAGISTRADA GRACIELA J. DIXON C.

MAGISTRADO ROGELIO FABREGA ZARAK

MAGISTRADO JOSE MANUEL FAUNDES

MAGISTRADO ALBERTO CIGARRUISTA CORTEZ

MAGISTRADO CESAR PEREIRA BURGOS

DR. CARLOS HUMBERTO CUESTAS G.
Secretario General

AVISOS

Chitré, 24 de abril de 2002

AVISO PUBLICO
Atendiendo a lo dispuesto por el Artículo 777 del Código de Comercio le comunico al público que yo, **JESUS PLINIO COGLE Y QUINTERO**, con cédula de identidad personal número 6-28-48, propietario del establecimiento comercial denominado **"CANTINA Y JARDIN BRISAS POCEÑAS"**, licencia comercial tipo "B", número 18172, ubicado en Calle Central, N° 75, Los Pozos, provincia de Herrera, le traspaso dicho negocio al señor **BREDIO T R E J O S SAAVEDRA**, con cédula de identidad personal número 6-46-1435.
L-481-722-99
Primera publicación

Chitré, 26 de abril de 2002

AVISO PUBLICO
Atendiendo a lo dispuesto por el Artículo 777 del Código de Comercio le comunico al público que yo, **WILLY ALBERTO SOLIS PINILLA**, con cédula de identidad personal número 6-60-649, propietario del establecimiento comercial denominado **"AUTO CENTER (REPUESTOS)"**, licencia comercial tipo A, número 3933, ubicado en Avenida Julio Arjona de la ciudad de Chitré, provincia de Herrera, le traspaso dicho negocio a la sociedad anónima denominada **"AUTO CENTER REPUESTOS, S.A."**, con R.U.C. N° 338098-1-415775.
L-479-190-54
Primera publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por medio de la Escritura Pública N° 3,169 de 17 de abril de 2002, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 24 de abril de 2002, a la Ficha 373598, Documento 340811, de la Sección de (Mercantil) del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **"AGISTAR, S.A."**
L-481-800-48
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por medio de la Escritura Pública N° 225 de 8 de enero de 2002, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 11 de enero de 2002, a la Ficha 328683, Documento 307941, de la Sección de (Mercantil) del Registro Público de

Panamá, ha sido disuelta la sociedad **"S A R A S O T A HOLDINGS INC."**
L-481-800-80
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por medio de la Escritura Pública N° 1,218 de 6 de febrero de 2002, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 14 de febrero de 2002, a la Ficha 371250, Documento 318035, de la Sección de (Mercantil) del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **"UNITED EURO PROPERTIES INC."**
L-481-800-80
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por medio de la Escritura Pública N° 11,763 de 28 de diciembre de 2001,

de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 11 de enero de 2002, a la Ficha 151360, Documento 308171, de la Sección de (Mercantil) del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **"ARGUS SERVICES S.A."**
L-481-800-80
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por medio de la Escritura Pública N°137 de 3 de enero de 2002, de la Notaría Primera del Circuito de Panamá, registrada el 10 de enero de 2002, a la Ficha 297416, Documento 307873, de la Sección de (Mercantil) del Registro Público de Panamá, ha sido disuelta la sociedad **"KAO SING MARINE S.A."**

L- 481-800-80
Única publicación

**AVISO DE
DISOLUCION**
Por medio de la
Escritura Pública Nº
146 de 4 de enero de
2001, de la Notaría
Primera del Circuito

de Panamá,
registrada el 9 de
enero de 2002, a la
Ficha 233247,
Documento 307105,
de la Sección de
(Mercantil) del
Registro Público de
Panamá, ha sido
disuelta la sociedad
"MERCHANDISE

**AND INDUSTRY
AGENCY S.A."**
L- 481-800-80
Única
publicación

**AVISO DE
DISOLUCION**
Se notifica al público
en general que

mediante Escritura
Pública Nº 1447 de 19
de abril de 2002 de la
Notaría Novena del
Circuito de Panamá
ha sido disuelta la
sociedad **FINAUDIT-
FINANCE AND
A U D I T
CORPORATION**
según consta en el

Registro Público,
Sección Mercantil a
la Ficha: 204526,
Documento Nº:
341091 desde el 24
de abril de 2002.
Panamá, 26 de abril
de 2002
L- 481-831-93
Única
publicación

EDICTOS AGRARIOS

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

Nº 060-DRA-2002

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

HACE SABER:

Que el señor (a)
**BETZAIDA ENITH
SANCHEZ DE
SATURNO Y DIMAS
PASTOR SANCHEZ
GONZALEZ**, vecino
(a) de Barriada San
José, del
corregimiento de
Capira, distrito de
Capira, portador de la
cédula de identidad
personal Nº 7-85-
286, ha solicitado a la
Dirección Nacional de
Reforma Agraria,
mediante solicitud Nº
8-198-96, según
plano aprobado Nº
803-04-15514, la
adjudicación a título
oneroso de 2 (dos)
parcelas de tierra
patrimonial
adjudicable, con una
superficie de 34 Has.
+ 8903.60 M2, que
forma parte de la
finca Nº: 3119,

inscrita al Tomo Nº:
62, Folio Nº: 130, de
propiedad del
Ministerio de
Desarrollo
Agropecuario. El
terreno está ubicado
en la localidad de
Monte Oscuro,
corregimiento de
Cormeño, distrito de
Capira, provincia de
Panamá, comprendido dentro
de los siguientes
líderos:
Parcela: "A" (29 Has.
+ 6331.05 M2).
NORTE: Camino de
20.00 Mts. a Monte
Oscuro y a Playa
Cruces.
SUR: Pantaleón
Zambrano.
ESTE: Servidumbre
existente de 5.00 Mts.
y Basilio Sánchez.
OESTE: Dionisio
Núñez.

Parcela "B" (5 Has. +
2572.55 M2).
NORTE: Camino de
20.00 Mts. a Monte
Oscuro y a Playa
Cruces.
SUR: José Félix
Rodríguez, Basilio
Sánchez.
ESTE: José Félix
Rodríguez.
OESTE: Servi-
dumbre de 5.00 Mts.,
Basilio Sánchez.
Para los efectos
legales se fija este
Edicto en lugar visible
de este Despacho, en
la Alcaldía del distrito
de Capira, o en la
corregiduría de

Cormeño y copias
del mismo se
entregarán al
interesado para que
las haga publicar en
los órganos de
publicidad
correspondientes, tal
como lo ordena el
Art. 108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.

Dado en Capira, a los
16 días del mes de
abril de 2002.

YAHIRA RIVERA M.
Secretaria Ad-Hoc
ING. RICARDO
HALPHEN
Funcionario
Sustanciador
L- 481-615-57
Única
publicación. R

EDICTO Nº 59
DIRECCION DE
INGENIERIA
MUNICIPAL DE LA
CHORRERA
SECCION DE
CATASTRO
ALCALDIA
MUNICIPAL DEL
DISTRITO DE LA
CHORRERA

La suscrita Alcaldesa
del distrito de La
Chorrera,

HACE SABER:
Que el señor (a)
**BIRNA REBECA
GARCIA BARRIA**,
mujer, panameña,
mayor de edad,
casada, portadora de

la cédula de identidad
personal Nº 8-316-
580 y **JAVIER
BRUMAS IRIARTE**,
varón, panameño,
mayor de edad,
casado, portador de la
cédula de identidad
personal Nº 8-298-
646, ambos
residentes en esta
ciudad, en sus propio
nombre o en
representación de su
propia persona ha
solicitado a este
Despacho que se le
adjudique a título de
plena propiedad, en
concepto de venta de
un lote de terreno
municipal urbano;
localizado en el lugar
denominado Calle del
Doctor y Calle 24
Norte de la Barriada
Revolución Final,
corregimiento Barrio
Balboa, donde se
llevará a cabo una
construcción
distinguido con el
número _____ y
cuyos límites y
medidas son los
siguiente:

NORTE: Calle del
Doctor con: 32.05
Mts.

SUR: Resto de la
finca 6028, Folio 104,
Tomo 194,
propiedad del
Municipio de La
Chorrera con: 30.00
Mts.

ESTE: Resto de la
finca 6028, Tomo 194,
Folio 104, propiedad
del Municipio de La

Chorrera con: 11.23
Mts.

OESTE: Calle 24
Norte con: 22.50
Mts.

Area total del terreno
quinientos cinco
metros cuadrados
con nueve mil
setecientos
veintiocho
centímetros
cuadrados
(505.9728 Mts.2).
Con base a lo que
dispone el Artículo
14 del Acuerdo
Municipal Nº 11-Ac.
6 de marzo de 1969
se fija el presente
Edicto en un lugar
visible al lote del
terreno solicitado,
por el término de
diez (10) días, para
que dentro de dicho
plazo o término
pueda oponerse la
(s) que se
encuentren
afectadas.

Entréguesele,
sendas copias del
presente Edicto al
interesado, para su
publicación por una
sola vez en un
periódico de gran
circulación y en la
Gaceta Oficial.

La Chorrera, 3 de
abril de dos mil dos.
La Alcaldesa
Encargada:
(Fdo.) PROF.
YOLANDA E. AVILA
DE AROSEMEÑA
Jefe de la
Sección de
Catastro

(Fdo.) SRA.
CORALIA B. DE
ITURRALDE

Es fiel copia de su original.

La Chorrera, tres (03) de abril de dos mil dos.-

L-481-639-15

Unica Publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 7, CHEPO
EDICTO
Nº 8-7-72-2002

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

HACE SABER:

Que el señor (a) **ALFREDO GONZALEZ MENDOZA**, vecino (a) de Belén, corregimiento de Tocumen, distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-124-2076, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-7-111-99, según plano aprobado Nº 805-01-15674, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 11 Has. + 8719.24 M2, que forma parte de la Finca 94693, Rollo 2 9 8 7, Complementario Documento 12 y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Jesús María, corregimiento

de Cabecera, distrito de Chepo y provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Río Bayano.
SUR: Asentamiento Jesús María.
ESTE: Mateo Alonso.
O E S T E :
Asentamiento Jesús María.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Chepo, o en la corregiduría de Chepo y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 27 días del mes de marzo de 2002.

MAGNOLIA DE
MEJIA
Secretaria Ad-Hoc
ARQ. OSCAR
CHAVEZ GIL
Funcionario
Sustanciador
L- 481-017-93
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 7, CHEPO
EDICTO
Nº 8-7-73-2002

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

HACE SABER:

Que el señor (a) **TOMAS SEGURA TENORIO**, vecino (a) de La Colorada, corregimiento de Tocumen, distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-144-842, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-7-217-98, según plano aprobado Nº 808-19-14809, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 0411.1424 M2, que forma parte de la Finca 10,423, Tomo 319, Folio 474 y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de La Colorada, corregimiento de Tocumen, distrito y provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Librado Barría.
SUR: Vereda de 3.00 M.
ESTE: Vereda de 2.00 M.
OESTE: Luis Alberto Barría.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá, o en la corregiduría de Tocumen y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a

partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 27 días del mes de marzo de 2002.

MAGNOLIA DE
MEJIA
Secretaria Ad-Hoc
ARQ. OSCAR
CHAVEZ GIL
Funcionario
Sustanciador
L- 481-021-55
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 8-LOS
SANTOS
EDICTO
Nº 017-2002

El suscrito funcionario sustanciador del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, Departamento de Reforma Agraria, Región 8, en la provincia de Los Santos, al público:

HACE SABER:
Que el señor (a) **DORIS ELENA FRANCO SANCHEZ**, vecino (a) de Panamá, corregimiento de Cabecera, distrito de Panamá y con cédula de identidad personal Nº 7-54-946, ha solicitado al Ministerio de Desarrollo Agropecuario Departamento de Reforma Agraria, Región 8-Los Santos mediante solicitud Nº 7-180-74, la adjudicación a título oneroso de dos parcelas de tierra estatal adjudicable de una superficie de 30 Has. + 6,333.50 M2, plano Nº 706-03-

6648 y otra de 10 Has. + 9,162.51, plano Nº 706-03-6648, ubicadas en Infiernillo, corregimiento de Cañas y distrito de Tonosí, provincia de Los Santos, comprendida dentro de los siguientes linderos:
Parcela Nº 1 = Area de 30 + 6,333.50 Plano Nº 706-03-6648

NORTE: Río Infiernillo, Parcela B, Doris Elena Franco S.

SUR: Terreno de Darío Ernesto Franco y Clementina de Solís.

ESTE: Terreno de Clementina de Solís, Adán Vergara y Federico Domínguez.

OESTE: Terreno de Darío Ernesto Franco, Doris Elena Franco S. y río Infiernillo.

Parcela Nº 2: Area de 0+9,162.51 Plano Nº 706-03-6648.

NORTE: Terreno de Darío Ernesto Franco S. y carretera hacia Cañas-Tonosí.

SUR: Parcela "A" Doris E. Franco Sánchez y río Infiernillo.

ESTE: Terreno de Federico Domínguez, río Infiernillo.

OESTE: Terreno de Darío Ernesto Franco Sánchez.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Tonosí y en la corregiduría de Cañas y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto

tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la fecha de la última publicación. Dado en la ciudad de Las Tablas, a los 20 días del mes de marzo de 2002.

FELICITA G. DE CONCEPCION
Secretaría Ad-Hoc
DARINELA. VEGA C.

Funcionario
Sustanciador
L- 479-846-85
Única
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 8, LOS
SANTOS
EDICTO
Nº 018-02

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

HACE SABER:
Que el señor (a) **VIRGINIA MENDOZA DE VILLARREAL**, vecino (a) del corregimiento de Cabecera, distrito de Los Santos, portador de la cédula de identidad personal Nº 6-27-766, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 7-199-00, según plano aprobado Nº 703-01-7755, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has.

+ 2,427.09 M2, ubicada en la localidad de El Bongo, corregimiento Cabecera, distrito de Los Santos, provincia de Los Santos, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Terreno de Virginia Mendoza de Villarreal y camino que conduce de la carretera a San Agustín.

SUR: Terreno de Daniel Moreno.

ESTE: Terreno de Moisés Moreno.

OESTE: Terreno de Augusto Villarreal.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Los Santos o en la corregiduría de Cabecera y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Las Tablas, a los 21 días del mes de marzo de 2002.

FELICITA G. DE CONCEPCION
Secretaría Ad-Hoc
ING. DARINELA VEGA C.

Funcionario
Sustanciador
L- 480-319-48
Única
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA

AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

Nº 042-DRA-2002
El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:
Que el señor (a) **BENITA REYNA DE TERRANO (L)**, **BENITA ESPINOSA DE TERRAN (U)**, vecino (a) de Bique del corregimiento de Cabecera, distrito de Arraiján, provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-59-238, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-5-130, de 25 de febrero de 2000, según plano aprobado Nº 801-01-15515, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 8897.37 M2, que forma parte de la finca Nº 1214, inscrita al tomo 21, folio 150, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Bique, corregimiento de Cabecera, distrito de Arraiján, provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Servidumbre de 5.00 Mts. hacia otros lotes y quebrada s/n.

SUR: Iglesia Bautista y quebrada sin nombre.

ESTE: Quebrada sin nombre, Rosa de Bernal.

OESTE: Calle de tosca hacia otros lotes, hacia carretera principal a Bique, escuela de Bique y pozo.

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

Dado en Capira, a los 27 días del mes de marzo de 2002.

GLORIA E. SANCHEZ
Secretaría Ad-Hoc
LIC. MERCEDES GONZALEZ B.

Funcionario
Sustanciador
L- 481-655-77
Única
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

Nº 044-DRA-2002
El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá.

HACE SABER:

Que el señor (a) **NICOMEDES DELGADO HERRERA**, vecino (a) del corregimiento de Guadalupe, distrito de La Chorrera, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-55-150, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-5-1250-2000, según plano aprobado Nº 807-04-15781, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 4 Has. + 242.36 M2, ubicada en la localidad de Quebrada Grande-Arriba, corregimiento de Arosemena, distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Nicomedes Delgado Herrera, Banco de Desarrollo Agropecuario.

SUR: José Adolfo Medina Rodríguez, zanja.

ESTE: Camino de tosca hacia La Divisa y hacia El Cruce.

OESTE: Nicomedes Delgado Herrera.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de La Chorrera o en la corregiduría de Arosemena y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a

partir de la última publicación.

Dado en Capira, a los 27 días del mes de marzo de 2002.

YAHIRA RIVERA M.
Secretaria Ad-Hoc
LCDA. MERCEDES
GONZALEZ
Funcionario
Sustanciador a.i.
L- 481-655-51
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

Nº 045-DRA-2002
El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, en la provincia de Panamá.

HACE SABER:
Que el señor (a) **NICOMEDES DELGADO HERRERA**, vecino (a) del corregimiento de Guadalupe, distrito de La Chorrera, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-55-150, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-5-1249-2000, según plano aprobado Nº 807-04-15716, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 3 Has. + 1303.44 M2, ubicada en la localidad de Quebrada Grande

Arriba, corregimiento de Arosemena, distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Nicomedes Delgado.
SUR: Quebrada La Puerca, Nicomedes Delgado.
ESTE: Nicomedes Delgado.
OESTE: Quebrada La Puerca.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de La Chorrera o en la corregiduría de Arosemena y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Capira, a los 27 días del mes de marzo de 2002.
YAHIRA RIVERA M.
Secretaria Ad-Hoc
LCDA. MERCEDES
GONZALEZ
Funcionario
Sustanciador a.i.
L- 481-655-35
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO
Nº 046-DRA-2002
El suscrito

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

HACE SABER:
Que el señor (a) **NICOMEDES DELGADO HERRERA y DOROTEA CANO ATENCIO**, vecino (a) del corregimiento de Guadalupe, distrito de La Chorrera, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-55-150; 8-752-1087, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-5-104-2001, según plano aprobado Nº 807-11-15665, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 34 Has. + 5659.14 M2, ubicada en la localidad de Quebrada Caucho, corregimiento de Iturralde, distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Sesario Dejuane, quebrada s/n, servidumbre hacia Qda. Caucho y hacia río Trinidad.
SUR: Julio Gómez, camino de tierra de 10.00 Mts. hacia otras fincas y hacia Arosemena.
ESTE: Nicomedes Delgado Herrera.
OESTE: Quebrada Grande.
Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de La Chorrera o en la

corregiduría de Iturralde y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Capira, a los 27 días del mes de marzo de 2002.
YAHIRA RIVERA M.
Secretaria Ad-Hoc
LCDA. MERCEDES
GONZALEZ
Funcionario
Sustanciador a.i.
L- 481-655-43
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

Nº 051-DRA-2002
El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público
HACE CONSTAR:
Que el señor (a) **ELIAS CRUZ**, vecino (a) de Río Potrero del corregimiento de Cabecera, distrito de Arraján, provincia de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-62-118, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-064-80 del 17 de marzo de 1980, según plano aprobado Nº 80-01-6299, la adjudicación

del título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 2 Has. + 8614.01 M2, que forma parte de la finca Nº 6150, inscrita al tomo 194, folio 160, de propiedad del ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Río Potrero, corregimiento de Cabecera, distrito de Arraján, provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Alexander Romero, zanja.
SUR: Servidumbre al río Potrero y hacia calle a Burunga.

ESTE: Calle hacia Río Potrero y hacia Burunga.
OESTE: Río Potrero.
Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Arraján o en la corregiduría de Cabecera y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Capira, a los 5 días del mes de abril de 2002.
YAHIRA RIVERA M.
Secretaria Ad-Hoc
LCDA. MERCEDES
GONZALEZ
Funcionario
Sustanciador a.i.
L- 481-655-27
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION
METROPOLITANA
EDICTO

Nº 8-AM-026-2000
El suscrito
funcionario
sustanciador de la
Dirección Nacional
de Reforma Agraria,
en la provincia de
Panamá al público.

HACE CONSTAR:
Que el señor (a)
**A N A S T A C I O
MENDOZA** con
cédula de identidad
personal Nº 2-83-
245, **AIDA ELENA
PEREZ DE
MENDOZA** con
cédula de identidad
personal 8-211-711 y
**YAM CARLOS
MENDOZA PEREZ**
con cédula de
identidad personal 8-
701-1971 vecino (s)
de Gonzalillo
corregimiento de Las
Cumbres, distrito de
Panamá, ha
solicitado a la
Dirección Nacional
de Reforma Agraria,
mediante solicitud Nº
8-AM-001-98 de 5 de
enero de 1998 según
plano aprobado Nº
807-16-12886 de 1

de agosto de 1997, la
adjudicación a título
oneroso de una
parcela de tierra
patrimonial
adjudicable, con una
superficie de 2 Has.
+ 5002.96 M2, que
forma parte de la
finca 11,170 inscrita
al Tomo 336 Folio
486 propiedad del
Ministerio de
Desarrollo
Agropecuario.
El terreno está
ubicado en la
localidad de
Gonzalillo,
corregimiento Las

Cumbres, distrito de
Panamá, provincia
de Panamá,
comprendido dentro
de los siguientes
linderos:
NORTE: Celestino
Gil Alveo y Ricardo
Gil Rodríguez.
SUR: Javier Vélez
Pérez.

ESTE: Camino.
OESTE: Camino.
Para los efectos
legales se fija este
Edicto en lugar visible
de este Despacho,
en la Alcaldía del
distrito de _____ en
la corregiduría Las
Cumbres y copias del
mismo se entregarán
al interesado para
que las haga publicar
en los órganos de
publicidad
correspondientes, tal
como lo ordena el Art.
108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.

Dado en Panamá, a
los 23 días del mes
de febrero de 2000.

**ELENICA S. DE
DAVALO**
Secretaria Ad-Hoc
**ING. PABLO E.
VILLALOBOS D.**
Funcionario
Sustanciador
L- 481-017-19
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION
METROPOLITANA
EDICTO

Nº 8-AM-045-02
El suscrito
funcionario
sustanciador de la
Dirección Nacional
de Reforma Agraria,
en la provincia de

Panamá al público.
HACE CONSTAR:
Que el señor (a)
**NITZIA ORTEGA DE
LEZCANO**, vecino
(a) de Las Margaritas
del corregimiento de
Tocumen, distrito de
Panamá, provincia
de Panamá, portador
de la cédula de
identidad personal Nº
2-99-1867, ha
solicitado a la
Dirección Nacional
de Reforma Agraria,
mediante solicitud Nº
8-092-86 del 9 de
mayo de 1986, según
plano aprobado Nº
807-19-11416 de 15
de julio de 1994, la
adjudicación del título
oneroso de una
parcela de tierra
patrimonial
adjudicable, con una
superficie de 0 Has.
+ 0512.83 M2, que
forma parte de la
finca Nº 10423,
inscrita al Tomo 319
Folio 474, de
propiedad del
Ministerio de
Desarrollo
Agropecuario.

El terreno está
ubicado en la
localidad de Las
Mañanitas,
corregimiento de
Tocumen, distrito de
Panamá, provincia
de Panamá,
comprendido dentro
de los siguientes
linderos:

NORTE: Asunción
Guardia.
SUR: María Leonor
Arango de Aldeano.
ESTE: Calle de 10:00
Mts. de ancho.
OESTE: Roberto
Pinzón con zanja de
por medio.

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
Tocumen y copias del
mismo se le
entregarán al

interesado para que
las haga publicar en
los órganos de
publicidad
correspondientes, tal
como lo ordena el Art.
108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.
Dado en Panamá, a
los 18 días del mes de
marzo de 2002.

**DAYZA MAYTELLH
APARICIO M.**
Secretaria Ad-Hoc
**PABLO ELIAS
VILLALOBOS D.**
Funcionario
Sustanciador
L- 481-019-71
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION
METROPOLITANA
EDICTO

Nº 8-AM-047-02
El suscrito funcionario
sustanciador de la
Dirección Nacional de
Reforma Agraria, en
la provincia de
Panamá al público.

HACE CONSTAR:
Que el señor (a)
**BOLIVAR ISAAC
SERRANO BARRIA**,
vecino (a) de Calzada
Larga del
corregimiento de
Chilibre, distrito de
Panamá, provincia de
Panamá, portador de
la cédula de identidad
personal Nº 7-60-486,
ha solicitado a la
Dirección Nacional de
Reforma Agraria,
mediante solicitud Nº
8-165-99 del 25 de
junio de 1999, según
plano aprobado Nº
808-15-14350 de 26
de noviembre de
1999, la adjudicación

del título oneroso de
una parcela de tierra
patrimonial
adjudicable, con una
superficie de 0 Has.
+ 2961.57 M2, que
forma parte de la
finca Nº 1935,
inscrita al Tomo 33
Folio 232, de
propiedad del
Ministerio de
Desarrollo
Agropecuario.

El terreno está
ubicado en la
localidad de Calzada
Larga, corregimiento
de Chilibre, distrito
de Panamá,
provincia de
Panamá,
comprendido dentro
de los siguientes
linderos:

NORTE: Berta Elida
Serrano y Oris
Esthela Serrano.
SUR: Hemán Arroyo.
ESTE: Servidumbre
de 5:00 Mts. de
ancho a otros lotes.
OESTE: Calle de
piedra de 10:00 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 y copias del
mismo se le
entregarán al

interesado para que
las haga publicar en
los órganos de
publicidad
correspondientes, tal
como lo ordena el
Art. 108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.

Dado en Panamá, a
los 18 días del mes
de marzo de 2002.
**DAYZA MAYTELLH
APARICIO M.**
Secretaria Ad-Hoc
**PABLO ELIAS
VILLALOBOS D.**
Funcionario
Sustanciador

L- 481-019-97
Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION
METROPOLITANA
EDICTO

N° 8-AM-048-02

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

HACE CONSTAR:
Que el señor (a)
J O S E
ARQUIMEDES
TUÑON MARTINEZ,
vecino (a) de
Caimitillo Centro del
corregimiento de
Chilibre, distrito de
Panamá, provincia
de Panamá, portador
de la cédula de
identidad personal N°
2-105-2399, ha
solicitado a la
Dirección Nacional
de Reforma Agraria,
mediante solicitud N°
8-062-93 del 15 de
febrero de 1993,
según plano
aprobado N° 808-15-
14860 de 4 de agosto
de 2000, la
adjudicación del título
oneroso de una
parcela de tierra
patrimonial
adjudicable, con una
superficie de 0 Has.
+ 600.00 M2, que
forma parte de la
finca N° 1935, inscrita
al Tomo 33 Folio 232,
de propiedad del
Ministerio de
Desarrollo
Agropecuario.
El terreno está
ubicado en la
localidad de Caimitillo
Centro (Los Pinos),

corregimiento de
Chilibre, distrito de
Panamá, provincia
de Panamá,
comprendido dentro
de los siguientes
linderos:

NORTE: Calle 6a. de
10:00 Mts. de ancho
y calle de 10:00 Mts.
de ancho.

SUR: Juana
Rodríguez de
Rodríguez y
Leonardo Ortega
Tejada.

ESTE: Leonardo
Ortega Tejada y calle
de 10:00 Mts. de
ancho.

OESTE: Calle 6a. de
10:00 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 y copias del
mismo se le
entregarán al
interesado para que
las haga publicar en
los órganos de
publicidad
correspondientes, tal
como lo ordena el
Art. 108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.

Dado en Panamá, a
los 20 días del mes
de marzo de 2002.

DAYZA MAYTELLH
APARICIO M.

Secretaria Ad-Hoc
PABLO ELIAS
VILLALOBOS D.
Funcionario
Sustanciador

L- 481-021-05

Unica
publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE

REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

N° 031-DRA-2002

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

HACE SABER:

Que el señor (a)
HACIENDA MARIA
LUISA, S.A., REP.
LEGAL MARIA
LUISA SANCHEZ
DE CORBILLON,
vecino (a) del
corregimiento de EL
Coco, distrito de La
Chorrera, portador de
la cédula de identidad
personal N° 8-422-
836, ha solicitado a la
Dirección de Reforma
Agraria, mediante
solicitud N° 8-5-223-
99, según plano
aprobado N° 807-09-
15586, la

adjudicación a título
oneroso de una
parcela de tierra
Baldía Nacional
adjudicable, con una
superficie de 24 Has.
+ 9137.33 M2,
ubicada en la
localidad de Riecito,
corregimiento de
Herrera, distrito de La
Chorrera, provincia
de Panamá,
comprendida dentro
de los siguientes
linderos:

NORTE: Miguel
Córdoba.

SUR: Río Riecito y
Hacienda María
Luisa, S.A.

ESTE: Servidumbre
de 5.00 Mts. hacia El
Jobo y hacia Altos de
Espavé.

OESTE: Hacienda
María Luisa, S.A.
Para efectos legales
se fija el presente
Edicto en lugar visible
de este
Departamento, en la
Alcaldía de La

Chorrera o en la
corregiduría de
Herrera y copias del
mismo se entregarán
al interesado para
que las haga publicar
en los órganos de
publicación
correspondientes, tal
como lo ordena el Art.
108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.

Dado en Capira, a los
7 días del mes de
marzo de 2002.

YAHIRA RIVERA M.

Secretaria Ad-Hoc

ING. RICARDO A.

HALPHEN R.

Funcionario

Sustanciador

L- 481-017-51

Unica

publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION 5-PANAMA
OESTE
EDICTO

N° 036-DRA-2002

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

HACE SABER:

Que el señor (a)
NOEL ANTONIO
RIANDE LUZZI,
vecino (a) del
corregimiento de
Bella Vista, distrito de
Panamá, portador de
la cédula de identidad
personal N° 5-16-330,
ha solicitado a la
Dirección de Reforma
Agraria, mediante
solicitud N° 8-5-405-
2001, según plano
aprobado N° 807-11-

15670, la
adjudicación a título
oneroso de una
parcela de tierra
Baldía Nacional
adjudicable, con una
superficie de 17 Has.
+ 4397.33 M2,
ubicada en la
localidad de La
Leona, corregimiento
de Iturralde, distrito
de La Chorrera,
provincia de
Panamá,
comprendida dentro
de los siguientes
linderos:

NORTE: Gatun Lake
Enterprises Inc. y
zanja.

SUR: Carretera de
tosca de 15.00 Mts.
hacia carretera de
Arenosa y hacia
Coca Cola.

ESTE: Quebrada La
Leona.

OESTE: Camino de
tierra de 10.00 Mts.
hacia el Lago Gatún.
Para efectos legales
se fija el presente
Edicto en lugar visible
de este
Departamento, en la
Alcaldía de La
Chorrera o en la
corregiduría de
Iturralde y copias del
mismo se entregarán
al interesado para
que las haga publicar
en los órganos de
publicación
correspondientes, tal
como lo ordena el Art.
108 del Código
Agrario. Este Edicto
tendrá una vigencia
de quince (15) días a
partir de la última
publicación.
Dado en Capira, a los
12 días del mes de
marzo de 2002.

YAHIRA RIVERA M.

Secretaria Ad-Hoc

ING. RICARDO A.

HALPHEN R.

Funcionario

Sustanciador

L- 481-017-69

Unica

publicación R