



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CX

Panamá, R. de Panamá jueves 08 de mayo de 2014

N° 27530

CONTENIDO

ASAMBLEA NACIONAL

Ley N° 7

(De jueves 8 de mayo de 2014)

QUE ADOPTA EL CÓDIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 7314-Elec

(De viernes 25 de abril de 2014)

POR LA CUAL SE CONCEDE UNA DISPENSA A LA EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A., (ENSA) EL CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 33 DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 6003-ELEC DE 13 DE MARZO DE 2013, TÍTULO XII DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE ATENCIÓN AL PÚBLICO EN GENERAL (CLIENTES Y NO CLIENTES)”.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 7315-Elec

(De viernes 25 de abril de 2014)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL VALOR DEL AGUA (CVA).

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 7322-Elec

(De miércoles 30 de abril de 2014)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA AUDIENCIA PÚBLICA NO. 004-14 PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

CONSEJO MUNICIPAL DE CHITRÉ / HERRERA

Acuerdo Municipal N° 10

(De jueves 27 de marzo de 2014)

POR EL CUAL SE APRUEBA LA ADJUDICACIÓN DE LOS LOTES DE TERRENOS UBICADOS EN LOS CORREGIMIENTOS DE LA ARENA, LLANO BONITO, MONAGRILLO Y SAN JUAN BAUTISTA, DEL DISTRITO DE CHITRÉ, PROVINCIA DE HERRERA Y SE FACULTA AL ALCALDE DEL DISTRITO DE CHITRÉ PARA FIRMAR LAS RESOLUCIONES DE ADJUDICACIÓN A FAVOR DE SUS OCUPANTES.

AVISOS / EDICTOS

De 8 de *mayo* LEY 7 de 2014

**Que adopta el Código de Derecho Internacional Privado
de la República de Panamá**

LA ASAMBLEA NACIONAL

DECRETA:

Artículo Único. Se adopta el Código de Derecho Internacional Privado de la República de Panamá, cuyo texto es el siguiente:

Título Preliminar

Capítulo I

Aplicación del Derecho Internacional Privado

Artículo 1. El Código de Derecho Internacional Privado se aplicará cuando no medie tratado internacional que regule la materia.

Este Código regula los conflictos de jurisdicción internacional que tienen por objeto determinar el ámbito de competencia judicial de los tribunales panameños, ante una relación jurídica de carácter internacional o frente a toda causa que el juez panameño califique como un hecho o negocio jurídico de orden internacional que incida o produzca sus efectos en la República de Panamá. Además, se aplicará para determinar la ley aplicable a las relaciones jurídicas que comporten tráfico jurídico internacional.

También regirá lo atinente a la nacionalidad panameña, como factor de conexión, que le permita al juez tomar en cuenta la determinación del derecho aplicable dentro de una relación de Derecho Internacional, así como la condición jurídica del extranjero frente a las leyes positivas que regulan el estatus de los emigrantes en la República de Panamá, los derechos regularmente adquiridos fuera del territorio de la República de Panamá.

Capítulo II

Carácter Internacional de una Relación Jurídica

Artículo 2. Se entiende que existe una relación jurídica internacional cuando un negocio jurídico se ventile ante la jurisdicción panameña y presente factores de conexión con dos o más Estados, obligando al juez de la causa a determinar de acuerdo con sus normas de conflictos su competencia y qué ley debe gobernar las relaciones jurídicas en examen.

También se entiende por una relación jurídica internacional cuando las partes en un contrato se encuentren domiciliadas en Estados diferentes obligando al juez a determinar qué ley debe regir el contrato de acuerdo con las reglas previstas en la presente norma.

Igualmente se tendrá por una relación jurídica internacional toda relación que se articule o construya producto de una necesidad del comercio internacional o de hechos o actos jurídicos cuya ejecución se produzca o se perfeccione en dos o más Estados.



Artículo 3. La forma de los actos se rige por la ley del lugar de celebración, sin perjuicio de que las partes puedan dentro de la autonomía de la voluntad someterse, en este aspecto, a una ley distinta con la que tenga alguna relación el acto.

Artículo 4. En los casos en que las leyes panameñas exigieran instrumentos públicos para pruebas que han de rendirse y producir efecto en la República de Panamá, no valdrán los documentos privados cualquiera que sea la fuerza de estos en el país en que hubieran sido otorgados.

Capítulo III

Poderes del Juez del Foro

Sección 1.^a

Calificación de Carácter Internacional

Artículo 5. El juez previamente calificará la naturaleza internacional de una relación o negocio jurídico, fundamentado en el tratado que regule la materia, si fuere el caso, o en el derecho interno.

En su defecto, recurrirá a la calificación extranjera cuando la categoría jurídica no esté prevista en la ley panameña.

La existencia de una institución no regulada en el ordenamiento jurídico interno no le impide al juez pronunciarse sobre su naturaleza jurídica.

Sección 2.^a

Reenvío y Orden Público Internacional

Artículo 6. Se reconoce el reenvío en materia del estatuto personal y bienes muebles cuando frente a la regla de conflicto para decidir sobre una relación jurídica de carácter internacional el juez establece como ley aplicable el derecho extranjero y este designa otro ordenamiento jurídico como derecho aplicable.

Sección 3.^a

Orden Público Internacional

Artículo 7. Los efectos jurídicos de un acto o ley extranjera o internacional no serán reconocidos, total o parcialmente, cuando su aplicación vulnere o viole:

1. Principios fundamentales.
2. Derechos esenciales.
3. Instituciones básicas del ordenamiento jurídico panameño.

La no aplicación del derecho o ley extranjera o internacional será suplida por el derecho interno.

Sección 4.^a

Principios Internacionales Fundamentales

Artículo 8. Los principios fundamentales de la comunidad internacional son parte de las reglas de aplicación del juez, como el interés superior del niño y el interés superior del consumidor, que



privan sobre cualquier otro aspecto; la igualdad, equidad, buena fe y lealtad negocial, la seguridad jurídica sobre los actos, la básica territorialidad de la ley, la personalidad de las normas sobre el Estado, la capacidad y derecho de familia, la proporcionalidad, los derechos adquiridos sin fraude al derecho naturalmente competente, la protección a la parte más débil, las obligaciones internacionales *erga omnes* y los derechos derivados del *ius cogens* y la responsabilidad ambiental y aquellos principios universales de justicia aplicables.

Sección 5.^a

Cuestiones Previas o Incidentales

Artículo 9. Las cuestiones previas, preliminares o accidentales que puedan surgir con motivo de una cuestión principal deberán resolverse conforme al derecho indicado por las normas de conflicto del foro, prescindiendo del derecho que regula la cuestión principal.

Sección 6.^a

Adaptación Internacional

Artículo 10. Las diversas leyes que puedan ser competentes para regular los diferentes aspectos de una misma relación jurídica serán aplicadas armónicamente, procurando realizar las finalidades perseguidas por cada una de dichas legislaciones.

Las posibles dificultades causadas por su aplicación simultánea se resolverán teniendo en cuenta las exigencias impuestas por la equidad en el caso concreto.

Capítulo IV

Ámbito de los Conflictos de Jurisdicción

Artículo 11. Se entiende por conflictos de jurisdicción la determinación y localización de la competencia judicial del juez de la causa para conocer de un negocio jurídico internacional, según lo previsto en el artículo 2.

Artículo 12. El ámbito de la determinación de la competencia judicial comprende las normas de competencia de atribución directa que son las normas legales que prevén la competencia judicial en función del interés a proteger, la prórroga de competencia judicial, la acumulación procesal internacional, la litispendencia internacional, las normas relativas a la valoración de la prueba y los actos de cooperación judicial internacional basada en los principios establecidos en este Código, así como el régimen de reconocimiento y ejecución de sentencias y laudos extranjeros. Los tribunales panameños son competentes cuando el foro extranjero desconozca derechos adquiridos de los panameños o incurra en actos de denegación de justicia.

La determinación de la competencia judicial del juez panameño la determina este Código o, en su defecto, el Código Judicial o las leyes especiales en función de la materia o naturaleza de la causa jurídica internacional.

Capítulo V Foro de Competencia Judicial

Artículo 13. Los tribunales panameños son competentes cuando los bienes o activos del demandado estén situados en la República de Panamá. En materia de obligación extracontractual, los tribunales competentes son los del lugar del daño, salvo pacto en contrario. Los tribunales panameños serán competentes para conocer de toda acción personal cuando el demandado esté domiciliado en la República de Panamá.

Los tribunales panameños también son competentes para conocer las demandas derivadas de una relación contractual cuando los efectos o consecuencias del contrato tengan lugar en el territorio de la República de Panamá o, tratándose de contratos solemnes, estos fueran suscritos en la República de Panamá. Los tribunales panameños son competentes cuando el tribunal extranjero incurra en denegación de justicia en perjuicio del nacional o cuando producto de un contrato de adhesión acceder a la justicia extranjera resulta excesivamente oneroso para el nacional demandante.

Artículo 14. Las acciones sobre prescripción se rigen por la misma ley sustantiva que resulte aplicable a la cuestión de fondo.

Título I Desvinculación de la Jurisdicción Panameña

Artículo 15. Los tribunales panameños podrán declinar su competencia cuando la ley no le atribuya el conocimiento o cuando los hechos de la demanda no guarden relación con el ordenamiento jurídico panameño. Esta norma no excluye la aprehensión del conocimiento cuando la competencia derive de prórroga expresa o tácita.

Los tribunales panameños se inhibirán de conocer una causa en contra de un Estado u organismo internacional que goce de inmunidad o cuyos actos objeto de la controversia sean de *iure imperium* o actos de soberanía.

No obstante, el juez panameño podrá conocer de las demandas de los servicios de un Estado cuando dichos actos sean considerados de *iure gestione* o incidan sobre una actividad de comercio internacional y cuyos efectos se produzcan en el territorio de la República de Panamá.

El juez excluirá de plano toda acción que no tenga asidero en una conexión legal prevista en los códigos y constituya una acción procesal en fraude a la jurisdicción internacional o producto de acción denominada de *forum shopping* o jurisdicción simulada.

Artículo 16. El Estado panameño solo responderá solidariamente o subsidiariamente cuando la ley panameña así lo establezca. No cabe la solidaridad del Estado panameño ni de sus autoridades autónomas tratándose de actividades o concesiones de servicios de carácter interno o internacionales en las que la gestión administrativa del Estado o las entidades autónomas no hayan asumido control de dicha actividad.

Capítulo I

Declinatoria y Prórroga de Competencia Internacional

Artículo 17. El juez puede renunciar a su competencia judicial cuando medie cláusula atributiva de jurisdicción o cláusula compromisoria de arbitraje y la materia sea de carácter dispositivo.

No procede la prórroga de competencia por vía de cláusula atributiva de jurisdicción o cláusula compromisoria de arbitraje cuando el objeto de dicha prórroga esté gobernado por una regla de competencia judicial privativa que excluya toda prórroga de competencia judicial a favor de un tribunal extranjero o de un tribunal arbitral.

Existirá prórroga de competencia judicial internacional cuando la materia objeto del litigio sea de carácter dispositivo y no contravenga el párrafo anterior y medie convención escrita designando un foro específico y esta jurisdicción admita la prórroga pactada, o cuando procesalmente las partes por su conducta hayan prorrogado la competencia judicial siempre que no contravenga los presupuestos del párrafo anterior.

Sección 1.^a

Litispendencia Internacional

Artículo 18. Podrá excluirse la jurisdicción panameña cuando medie excepción de pleito pendiente en otra jurisdicción y coincida con el siguiente requisito: cuando exista un proceso ya trabado en el extranjero, entendiéndose por ello cuando la demanda incoada con antelación en el resorte de la jurisdicción extranjera haya sido admitida y dicha acción recaiga sobre las mismas partes, los mismos hechos y la misma causa a pedir.

La excepción de pleito pendiente busca evitar que dos procesos idénticos produzcan fallos contradictorios que se anulen recíprocamente.

Sección 2.^a

Acumulación Procesal

Artículo 19. La acumulación procesal internacional tendrá lugar cuando la acción incoada en la jurisdicción extranjera predetermine o subordine la pretensión incoada en el foro nacional con antelación. Sin embargo, no tendrá lugar cuando la pretensión objeto del proceso sea de orden público.

Capítulo II

Mutación de la Jurisdicción de las Personas Jurídicas con Actividad Extraterritorial Incorporadas en la Jurisdicción Panameña

Artículo 20. Las fundaciones, los fideicomisos y las sociedades anónimas y de responsabilidad limitada constituidas bajo una ley extranjera podrán optar por acogerse a las leyes de la República de Panamá y continuar su existencia al amparo de estas como personas jurídicas panameñas, no obstante lo dispuesto en su legislación de origen, mediante la presentación al Registro Público de Panamá, para su inscripción, de los siguientes documentos:



1. Constancia de estar constituidas y vigentes con arreglo a las leyes del país o jurisdicción correspondiente, expedida por autoridad competente en dicho país o jurisdicción o, en su defecto, mediante certificación notarial.
2. Certificación o copia certificada del acuerdo o resolución del órgano competente en la que conste la autorización de hacer continuar la existencia de la sociedad con arreglo a las leyes de la República de Panamá.
3. Escritura de constitución o pacto social suscrito de acuerdo con los requisitos prescritos por las leyes correspondientes de la República de Panamá con indicación de que subroga el documento de constitución o formación de la sociedad anónima extranjera.

La documentación expedida en países o jurisdicciones extranjeras deberá ser apostillada o autenticada por un cónsul de la República de Panamá o, en su defecto, por el de una nación amiga en el país o jurisdicción de donde proceda la documentación.

Artículo 21. El régimen de grupo de sociedades o sociedades transnacionales con actividades comerciales, industriales o profesionales en diversos países comprende el conjunto de filiales con personalidad jurídica independientes, pero bajo el control de una sociedad central que posee acciones en todo o en parte de las diversas filiales. Se presume que la sede social o el domicilio del grupo de sociedades se sitúa en el lugar de la sociedad controladora o de la administración central.

Artículo 22. La ley aplicable al grupo de sociedades cuando asume una actividad internacional se somete a la filial que haya suscrito el contrato con un particular o un ente público panameño. En el caso de que el grupo de sociedades actúe como ente colaborador dentro de un contrato a ejecutar en la República de Panamá, el grupo de sociedades responderá solidariamente. El derecho aplicable en caso de liquidación del grupo se somete a la ley panameña en cuanto a la filial o activos que se encuentre en la República de Panamá. Esta regla se extiende a los procesos de insolvencia o quiebra internacional.

Artículo 23. Una vez inscritos los documentos correspondientes en el Registro Público, la continuación de la persona jurídica al amparo de las leyes de la República de Panamá surtirá efectos entre las partes y respecto de terceros a partir de la fecha de la constitución inicial de la persona jurídica en el país o jurisdicción de origen.

La persona jurídica continuará con todos sus bienes, derechos, privilegios, facultades y franquicias como dueña y poseedora de estos, sujeta a las restricciones, obligaciones y deberes que correspondían a la sociedad en su país o jurisdicción de origen, entendiéndose que los derechos de los acreedores de la sociedad y los gravámenes sobre los bienes de esta no serán perjudicados por la continuación de ella bajo las leyes de la República de Panamá.

Artículo 24. Una persona jurídica constituida y vigente bajo una ley extranjera podrá inscribir condicionalmente en el Registro Público su continuación en la República de Panamá de acuerdo con las disposiciones precedentes, bajo la condición de que dicha continuación se haga efectiva una vez inscrita la declaración en tal sentido expedida por su representante o apoderado debidamente autorizado.

Artículo 25. Una persona jurídica constituida de acuerdo con la ley panameña podrá, según se establezca en la escritura de la sociedad o sus reformas, continuar bajo el amparo de las leyes de otro país o jurisdicción, siempre que las leyes de ese país o jurisdicción lo permitan y que la sociedad esté al día en sus obligaciones tributarias en la República de Panamá.

Para tales efectos, la sociedad deberá presentar certificación o copia certificada de la decisión o acuerdo correspondiente, así como certificado de haber quedado debidamente inscrita en la jurisdicción a que se transfiera en documento público para su inscripción en el Registro Público por medio de abogado en la República de Panamá.

Una vez practicada la inscripción, la sociedad continuará con todos sus bienes, derechos, privilegios, facultades y franquicias como dueña y poseedora de estos, sujeta a las restricciones, obligaciones y deberes que correspondían a la sociedad, entendiéndose que los derechos de los acreedores de la sociedad y los gravámenes sobre los bienes de esta no serán perjudicados por la continuación de ella en el país extranjero.

La no inscripción de la persona jurídica en el otro país, debidamente comprobada, no menoscaba los efectos de su inscripción en la jurisdicción de origen.

Título II **Estatuto Personal y Bienes**

Artículo 26. El estado, capacidad y derecho de familia de los panameños se rigen por la ley panameña aun cuando residan en el extranjero. Se presume que el estatuto personal de los extranjeros se rige por la ley nacional, salvo que esta designe otro criterio de conexión distinta. En tal sentido, la ley panameña aplicará la ley designada por el estatuto personal del extranjero.

Artículo 27. Las personas jurídicas constituidas conforme a las leyes de la República de Panamá, cualquiera que sea su forma, se rigen por la ley del lugar de su constitución.

La ley del lugar de constitución rige lo atinente a los requisitos de forma para la creación, la existencia y la capacidad para ser titular de derechos y obligaciones, así como el funcionamiento, la nacionalidad, la disolución y la fusión de las personas jurídicas.

Los tribunales panameños son competentes privativamente para pronunciarse sobre la disolución y liquidación de las personas jurídicas constituidas en la jurisdicción panameña.

La ley panameña regula los actos de publicidad que afecten a las personas jurídicas cuando sean inscribibles en el Registro Público.

Artículo 28. El vínculo político y jurídico de una persona con el Estado es la nacionalidad.

La ciudadanía son los derechos políticos que se desprenden de la nacionalidad.

La acumulación de una segunda nacionalidad por un panameño no le es oponible al Estado panameño en cuanto a los privilegios que dicha segunda nacionalidad le pudiera conferir.

Artículo 29. El domicilio de una persona física será determinado, en su orden, por las siguientes circunstancias:

1. El lugar de la residencia habitual.
2. El lugar del centro principal de sus negocios.



3. El lugar de la simple residencia, en ausencia de las circunstancias anteriores.
4. El lugar donde se encuentra, si no hay simple residencia.

Artículo 30. Se entiende por grupo económico el conjunto de personas jurídicas legalmente independientes, pero unidas bajo un solo interés permanente o momentáneo en una o varias líneas de mercado sujetas a una misma dirección en provecho de dicho grupo.

Artículo 31. La ley aplicable a los grupos económicos se determina por la ley del lugar donde se ejerce el control societario del grupo. Esta ley regula la responsabilidad solidaria, así como la responsabilidad de los directivos del grupo implicado.

Artículo 32. El tribunal competente para toda acción judicial se somete a la ley del lugar de dirección o, en su defecto, a la ley de la sociedad que mantiene el vínculo más estrecho con el negocio jurídico objeto del litigio.

Capítulo I

Principio de Igualdad entre Panameños y Extranjeros

Artículo 33. El juez panameño reconoce los derechos adquiridos a los extranjeros y el principio constitucional de igualdad de trato. Los derechos adquiridos serán reconocidos siempre que no entren en contravención con derechos fundamentales o el interés nacional.

Los derechos de los extranjeros se dividen en derecho de goce y derecho de ejercicio. El derecho panameño no podrá concederle a la persona extranjera más derechos de goce de lo que le concede su propio estatuto personal.

Los derechos de ejercicio de los extranjeros son regulados por leyes territoriales de carácter imperativo. Los extranjeros están obligados a respetar la costumbre y cultura de la República de Panamá que son normas de carácter imperativo.

Artículo 34. Se reconoce el principio de reparación como regla general del Estado de derecho siempre que sea conforme a la proporcionalidad del daño y a la equidad previa sentencia ejecutoriada. Se excluye el reconocimiento de indemnizaciones decretadas en el extranjero bajo la noción de *punitive damage* o daño punitivo.

Capítulo II

Declaratoria de Ausentes

Artículo 35. Los tribunales panameños son competentes para la declaración de ausente sobre los nacionales y los extranjeros domiciliados en la República de Panamá.

Además, son competentes para conocer de la acción de administración de los bienes del ausente cuando el ausente sea panameño o extranjero domiciliado en la República de Panamá.



Capítulo III Presunción de Muerte

Artículo 36. La presunción de muerte se rige por la ley nacional, salvo que esta tratándose de extranjeros designe otro ordenamiento jurídico distinto.

Los tribunales panameños son competentes para determinar la presunción de muerte de los nacionales, así como de los extranjeros que estén domiciliados en la República de Panamá y no sean funcionarios diplomáticos de delegación extranjera o de algún organismo internacional.

La herencia yacente sobre bienes situados en la República de Panamá se rige por la ley panameña y los tribunales panameños son competentes. En caso de declaratoria de bienes yacentes de una sucesión, los bienes situados en la República de Panamá pasan al municipio de la ciudad capital o del distrito en donde se encuentren.

Capítulo IV Régimen Matrimonial

Artículo 37. La forma y las solemnidades del matrimonio se rigen por la ley del lugar de su celebración. El régimen económico del matrimonio se rige por la voluntad de las partes, siempre que no vaya en detrimento de la igualdad de las partes ni transgreda el orden público e interés social o, en su defecto, se rige por la ley del lugar de la celebración del matrimonio.

Artículo 38. El matrimonio celebrado en país extranjero de conforme a las leyes de este país o con las leyes panameñas producirá en la República de Panamá los mismos efectos civiles que si se hubiera celebrado en Panamá.

Si un panameño contrae matrimonio en país extranjero, contraviniendo de algún modo las leyes de la República de Panamá, la contravención producirá en Panamá los mismos efectos que si se hubiera cometido en el territorio.

Artículo 39. Los panameños que contraigan matrimonio en país extranjero harán inscribir el acto o certificado de su matrimonio en el Registro Civil dentro de los tres meses subsiguientes a su regreso al país.

Artículo 40. Se prohíbe el matrimonio entre individuos del mismo sexo.

Artículo 41. Los efectos de la relación marital entre esposos se someten a la ley del domicilio conyugal. El domicilio conyugal determina las obligaciones recíprocas, el régimen de la autoridad parental o patria potestad, la separación de cuerpos y las causales de disolución.

Artículo 42. No se aplicará la ley extranjera cuando sea contraria al orden público panameño o cuando la aplicación o invocación del derecho extranjero haya sido constituida en fraude a la ley que debió regular el acto o la relación jurídica en examen.

Los tribunales no ejecutarán resoluciones judiciales o administrativas que declaren algún derecho sin que se confirme que las resoluciones proferidas en país extranjero hayan sido emitidas

por autoridad competente, conforme a la ley interna extranjera aplicable y que no hayan sido dictadas en ausencia.

Capítulo V Divorcio y Separación de Cuerpos

Artículo 43. La ley del domicilio conyugal regirá todo lo concerniente a demandas de divorcio o separación de cuerpos, así como los derechos derivados de la respectiva sentencia.

Se entiende por domicilio conyugal el lugar donde viven los cónyuges habitualmente con singularidad y estabilidad.

Los tribunales competentes en materia de familia son los tribunales del domicilio conyugal o a elección de la parte interesada.

Capítulo VI Filiación

Artículo 44. La filiación se rige por la ley del lugar de la nacionalidad del niño o niña o, en su defecto, por la ley de su residencia habitual.

En lo que respecta a la acción de reconocimiento, la persona menor de edad podrá acudir a los tribunales de su residencia o de la nacionalidad del padre o la madre o, en su defecto, a la ley que le sea más favorable dentro de las conexiones precitadas en esta disposición.

Artículo 45. Los efectos de la filiación se rigen por la ley del estatuto personal del padre o la madre o, en su defecto, por el domicilio de estos, según sea el caso.

Capítulo VII Obligación Alimentaria

Artículo 46. La obligación alimentaria se rige por la ley de la residencia de la persona menor de edad acreedora o, en su defecto, por la nacionalidad del padre o de la madre, según sea el caso.

Igualmente, los cónyuges están obligados recíprocamente a darse alimentos en toda la extensión.

La obligación alimentaria es una obligación general e imperativa de orden público internacional.

El crédito alimentario a favor de una persona menor de edad no constituye perjudiciabilidad respecto a la filiación, pero sí un indicio favorable.

Los tribunales de la residencia de la persona menor de edad o del cónyuge titular del crédito alimentario son competentes para conocer de las reivindicaciones de sus derechos económicos en el lugar de su residencia habitual o, en su defecto, en el domicilio del deudor o ante los tribunales nacionales del deudor.

Capítulo VIII Adopción

Artículo 47. Sin perjuicio de lo que disponen los tratados internacionales, la adopción en cuanto a las condiciones de forma y de fondo se somete a la ley de la residencia de la persona menor o mayor de edad adoptada.

Podrán ser adoptados los menores de dieciocho años privados del derecho a la familia, previa resolución judicial de constitución de la adopción.

Artículo 48. El consentimiento del adoptante se rige por la ley de la nacionalidad del adoptante, la cual gobierna la capacidad y las condiciones de fondo exigidas en su ley personal.

Toda adopción internacional se somete a la aplicación acumulativa de los requisitos de forma y fondo de la ley del adoptado y del adoptante.

Para todos los efectos, la ley panameña reconoce la adopción plena. No se tendrá como válida la adopción con reserva.

La adopción efectuada a un menor de siete años practicada por panameños transmite la nacionalidad al hijo adoptivo.

Artículo 49. La adopción plena es irrevocable y produce la disolución del vínculo con la familia biológica aun cuando persistan los impedimentos legales.

La adopción plena produce la integración total en la familia del adoptante sin que medie reserva alguna. El adoptado recibe la nacionalidad del adoptante como consecuencia de dicha integración. Los procesos de adopción y la sentencia extranjera declarativa de adopción se tramitarán directamente ante las autoridades del Registro Civil sin que medie proceso de exequátur y se dé la reserva consignada en el Tratado de los Derechos del Niño.

Artículo 50. El juez panameño deberá acoger el principio del interés superior del niño como norma aplicable, como factor de conexión para buscar la ley aplicable o como criterio para adjudicar la competencia judicial internacional como foro de protección del menor.

Capítulo IX Tutela

Artículo 51. La tutela que se ejerce sobre el menor producto de su incapacidad, así como la tutela sobre adultos, se rige por la ley nacional o, en su defecto, por la ley de su residencia. Las causas de cesación, revocación o extinción de la tutela se rigen por la ley de su constitución.

Artículo 52. Los tribunales panameños son competentes privativamente para conocer de las causas que afecten el ejercicio de la tutela prevista en el artículo anterior o, en su defecto, los tribunales de la residencia, si al momento de la interposición de la demanda, el menor hubiera abandonado el país o cambiado de residencia.



Capítulo X Interdicción

Artículo 53. La ley aplicable en la declaratoria de interdicción de los panameños y extranjeros residentes en la República de Panamá es la ley nacional.

Si la interdicción de un nacional tiene lugar en el extranjero, deberá conocer el juez del lugar de la residencia, si esta es permanente en dicho país.

Capítulo XI Emancipación

Artículo 54. La declaratoria de emancipación se rige por la ley de su nacionalidad, salvo que esta designe otro ordenamiento jurídico distinto.

Artículo 55. Los tribunales panameños son competentes para conocer de la declaratoria de los nacionales sobre su emancipación, así como de los extranjeros domiciliados en su territorio.

Capítulo XII Testamentos

Artículo 56. La libre disposición de testar y el régimen legal de protección de activos constituidos por residentes o extranjeros son de orden público.

La libertad de testar de residentes o extranjeros con bienes en la República de Panamá, así como los instrumentos de protección de activos constituidos por el testador, se someterá a la ley panameña.

Artículo 57. La sucesión en general como proceso universal de transmisión del dominio se rige por la ley de la situación de los bienes, aun cuando el difunto, al momento de su muerte, estuviera domiciliado en el extranjero.

La sentencia sobre adjudicación de bienes dictada en país extranjero conforme a las leyes de este tendrá fuerza legal en la República de Panamá, a no ser que esté en conflicto con derechos fundados en la ley panameña, que se hagan valer ante los tribunales nacionales.

El tribunal competente para conocer del proceso universal de sucesión es el del lugar donde se encuentran los bienes del difunto.

Artículo 58. Los testamentos, en cuanto a su forma, se rigen por la ley del lugar donde se hayan extendido.

Artículo 59. Los panameños podrán testar fuera del territorio nacional, sujetándose a las formas establecidas por las leyes del país en que se hallen.

También podrán testar en alta mar, durante su navegación en un buque extranjero, con sujeción a las leyes de la nación a que el buque pertenezca.

Asimismo, podrán hacer testamento ológrafo, aun en los países cuyas leyes no admiten dicho testamento. Para que sea válido este testamento lo deberán hacer las personas mayores de

edad, estar escrito a puño y letra del testador y firmado por él, con expresión del año, mes y día en que se otorgue.

Artículo 60. No será válido en la República de Panamá el testamento mancomunado otorgado en país extranjero, aunque lo autoricen las leyes de la nación donde se hubiera otorgado. No podrán testar dos o más personas mancomunadamente o en un mismo instrumento, aunque lo hagan en provecho recíproco o en beneficio de un tercero.

Artículo 61. Se podrá otorgar en país extranjero testamento abierto o cerrado ante el agente diplomático o consular de la República de Panamá residente en el lugar de otorgamiento.

En este caso, dicho agente hará las veces de notario, no siendo necesaria la condición del domicilio en los testigos.

Artículo 62. El agente diplomático o consular remitirá, por medio de la Secretaría de Relaciones Exteriores, autorizada con su firma y sello, copia del testamento abierto o del acta de otorgamiento del cerrado al secretario de Gobierno para que lo deposite en su archivo.

Artículo 63. El agente diplomático o consular en cuyo poder se hubiera depositado un testamento ológrafo o cerrado lo remitirá por el conducto correspondiente a la Secretaría General del Ministerio de Gobierno cuando fallezca el testador, con el certificado de defunción.

La Secretaría General del Ministerio de Gobierno hará publicar en el periódico oficial la noticia del fallecimiento para que los interesados en la herencia puedan recoger el testamento y gestionar su protocolización de forma preventiva.

Artículo 64. Valdrá en la República de Panamá el testamento otorgado por extranjeros fuera del territorio nacional con sujeción a las reglas establecidas por las leyes del país en que se otorgue.

Asimismo, valdrá el testamento ológrafo otorgado aun en los países cuyas leyes no admitan esas disposiciones.

Capítulo XIII Estatuto Real

Artículo 65. Los bienes muebles e inmuebles situados en la República de Panamá se rigen por la ley panameña. La ley de la situación de los bienes regula la existencia, la clasificación, el régimen de publicidad, la adquisición y la pérdida de los derechos sobre los bienes situados en la República de Panamá.

Los tribunales panameños serán competentes para conocer de las acciones derivadas de los derechos reales de los bienes situados en la República de Panamá.

Artículo 66. Los gravámenes sobre bienes inmuebles o derechos accesorios de garantía reales se rigen por la ley de la obligación principal, salvo pacto en contrario.

Artículo 67. El régimen de publicidad sobre los bienes inmuebles se rige por la ley de su situación y se somete a las formalidades del Registro Público.

Artículo 68. El régimen de validez de las hipotecas y de garantías inmobiliarias en general, así como de aquellos bienes muebles, pero tratados legalmente como bienes inmuebles, se rige por la ley de su inscripción. Nada impide que las partes puedan designar una ley distinta a la ley de la situación del inmueble que regule la forma de pago de la hipoteca o garantía internacional.

Artículo 69. Los bienes dados en venta con reserva de dominio es oponible a terceros siempre que sea conforme con la ley del lugar de la situación del bien donde se perfecciona dicha reserva.

Artículo 70. El solo desplazamiento de los bienes muebles sujetos a algún gravamen no acarrea el desconocimiento de los derechos reales constituidos con antelación a su movilidad, salvo que dicho gravamen se hubiera hecho en fraude de acreedores. Los bienes de inversión extranjera situados o administrados en la República de Panamá a través de sociedades panameñas, fundaciones o fideicomisos, así como *trust* extranjeros reconocidos en la República de Panamá, se someten a la ley panameña con los privilegios que esta pudiera concederles. Las normas que regulan la inscripción y publicidad de la propiedad privada y formalidades del Registro Público son de orden público e imperativas.

Artículo 71. La acción pauliana internacional se rige por la ley del patrimonio defraudado o a reivindicar y el tribunal competente es el del lugar del derecho real afectado o donde se perfeccionó el derecho real a reivindicar.

Título III Contratos

Capítulo I

Principio Internacional *Pacta Sunt Servanda*

Artículo 72. Las obligaciones que nacen de los contratos tienen fuerza de ley entre las partes y deben cumplirse al tenor de estos y de buena fe y lealtad negocial, salvo las limitaciones que establezca la ley. La buena fe debe ser apreciada en el marco de la voluntad acordada en el convenio. El juez apreciará la buena fe en las fases precontractual, contractual y de ejecución bajo las reglas de justicia y cooperación contractual internacional.

Artículo 73. Los contratos se reputan internacionales cuando las partes se encuentren domiciliadas en Estados diferentes; cuando el contrato contenga una prestación u obligación que recaiga sobre servicios, bienes o capital que produzcan sus efectos en el territorio de la República de Panamá, o cuando los servicios, bienes o capital, su causa jurídica se haya perfeccionado en el territorio de la República de Panamá.

Artículo 74. Cuando las partes en un contrato internacional guarden silencio respecto a la ley aplicable, el juez tendrá en cuenta la ley del lugar de cumplimiento de la obligación y a falta de



poder determinar la ley del lugar de cumplimiento el juez se inclinará por la ley que regule la economía con que se caracteriza el contrato internacional.

Artículo 75. Las partes en una relación contractual pueden someter dicho contrato a dos o más leyes siempre que lo permita la naturaleza del negocio jurídico internacional y la divisibilidad del derecho aplicable regule una determinada obligación o situación del negocio jurídico. No podrá efectuarse la divisibilidad del derecho aplicable si esta impide la ejecución del negocio objeto del contrato o es en fraude o perjuicio de una de las partes. El derecho aplicable debe guardar una relación con la economía de la transacción o derivarse de una ley conocida por los contratantes.

Artículo 76. La existencia y la validez del contrato o de cualquiera de sus disposiciones, así como la validez sustancial del consentimiento de las partes respecto a la elección del derecho aplicable, se regirán por la norma que corresponda conforme al acuerdo. Sin embargo, para establecer que una parte no ha consentido debidamente, el juez deberá determinar el derecho aplicable tomando en consideración el lugar de la emisión del consentimiento.

Artículo 77. La autonomía de la voluntad de las partes regula y reglamenta los contratos internacionales siendo su única limitación el orden público y el fraude a la ley aplicable.

Artículo 78. Los contratos internacionales se perfeccionan con la aceptación de la oferta en los términos pactados.

Los contratos internacionales de más de un año son susceptibles de ser revisables cuando la base negocial, por circunstancias externas e imprevisibles a los contratantes, haga imposible la prestación de la obligación o genere un desequilibrio contractual.

Las partes podrán acudir a los sistemas de mediación o a cualquier otro método alternativo de solución de conflictos que rijan el contrato.

Artículo 79. La emisión de bonos o valores en general realizada bajo la reglamentación de la Superintendencia del Mercado de Valores de Panamá se rige en cuanto a su forma y validez por la ley panameña, pero tratándose de una colocación internacional, las partes pueden pactar que los efectos de la obligación se sometan a una ley distinta de una plaza bancaria reconocida. La calificación de una emisión de bonos o valores en general se somete a la ley del lugar de su emisión, así como las cláusulas de garantía. Las partes podrán pactar una cláusula atributiva de jurisdicción, pero esta se limitará al foro de la emisión o al foro del lugar de pago.

Capítulo II Prescripción Internacional

Artículo 80. La prescripción extintiva o adquisitiva se rige por la ley que regula la relación obligacional objeto de prescripción.

Artículo 81. La nulidad internacional de los contratos en cuanto a su forma se rige por la ley que gobierna la forma de estos.



La nulidad que afecta la parte sustantiva del contrato se rige por la ley de la autonomía de la voluntad que gobierna el contrato o, en su defecto, por la ley donde deba producir sus efectos.

Artículo 82. Los tribunales panameños son competentes, para conocer de los contratos cuya prestación se ejecute en el territorio de la República de Panamá o cuando las partes hayan designado al foro panameño como competente por vía de cláusula atributiva de jurisdicción o por conducta procesal de las partes, siempre que no contravenga el orden público.

Artículo 83. Los contratos electrónicos en línea o Internet se perfeccionan al momento de la recepción de la aceptación de la oferta.

Los contratos entre ausentes se reputan internacionales cuando las partes se encuentren ubicadas en Estados diferentes.

La prueba de los contratos electrónicos se rige por el principio de la certeza y conservación de los documentos de acuerdo con las reglas, los principios y los usos de carácter internacional. La retractación en materia de contratos electrónicos internacionales deja sin efecto dicho contrato si esta sobreviene en tiempo razonable. Se entiende por tiempo razonable el periodo de reflexión que le concede la ley al destinatario de la oferta.

Artículo 84. Los contratos de préstamo internacional y de inversión extranjera entre particulares se rigen por la autonomía de la voluntad o, en su defecto, por la ley donde se realiza el préstamo o la inversión. Los contratos de préstamo y de inversión internacionales deberán ser redactados también en el idioma del prestatario y en el idioma español. El juez podrá adaptar los intereses pactados en moneda extranjera convertible cuando esta resulta excesivamente onerosa o haga imposible la ejecución del préstamo.

Artículo 85. La ley aplicable a los contratos de seguros es la ley de la sede social de la compañía de seguro, salvo pacto en contrario. Los seguros adquiridos en el extranjero se rigen por la ley de la sede social, pero los nacionales y domiciliados podrán incoar su reclamación ante los tribunales de su domicilio o ante los tribunales de la sede de la compañía de seguro a opción del demandante.

Artículo 86. Las partes podrán utilizar los principios sobre los contratos comerciales internacionales reglamentados por el Instituto Internacional para la Unificación del Derecho Privado, conocido como UNIDROIT por sus siglas en inglés, como regla supletoria al derecho aplicable o medio de interpretación por el juez o árbitro, en los contratos o relaciones de Derecho Comercial Internacional.

Artículo 87. Es válido entre las partes pactar dentro de los contratos de comercio los usos generales, las costumbres dentro de la actividad comercial y las prácticas reiterativas de carácter internacional conocidas por las partes en calidad de operadores del comercio o agentes económicos dentro de sus relaciones internacionales.

El conjunto de usos, costumbres y prácticas comerciales internacionales es fuente de derecho y es vinculante desde que se pacta o se desprende de la actividad natural de comercio.

Artículo 88. Se entiende por operadores de comercio o agentes económicos toda persona comerciante que produzca dentro de su actividad servicios, bienes o capital dentro del mercado internacional o doméstico (*lex mercatoria*). Se presume la igualdad contractual entre comerciantes.

Capítulo III **Régimen de los Contratos Desiguales**

Artículo 89. Se entiende por contratos desiguales o de adhesión los contratos en los que la parte más débil no tiene facultad para negociar las cláusulas esenciales de dichos contratos. Se entenderá como cláusulas esenciales o de adhesión las cláusulas que fijan el precio, las condiciones de ejecución del contrato y las cláusulas de solución de conflictos. La imposición de una de esas cláusulas se entenderá como el medio de comprobación de un contrato desigual.

Artículo 90. Son contratos desiguales o de adhesión los contratos de trabajo, los contratos de consumidor y los contratos de representación cuando el comisionista se encuentre en territorio de la República de Panamá prestando un servicio. Bajo ningún concepto esta enumeración debe ser interpretada taxativamente.

Artículo 91. Los tribunales panameños serán competentes privativamente en materia de contratos laborales individuales e internacionales:

1. Cuando la prestación del servicio tenga lugar en la República de Panamá, sea que la contratación se origine en el territorio nacional o en el extranjero, o que la ejecución de los contratos se inicie en el territorio nacional, aun cuando se continúen en otros territorios.
2. Cuando el trabajador nacional se contrate en la República de Panamá para ejecutar su trabajo en otro país.
3. Cuando las partes lo determinen en el contrato, al menos una de ellas sea nacional y exista además algún elemento de conexión con el territorio nacional.

Artículo 92. Las convenciones colectivas internacionales se regirán por las cláusulas convenidas entre las organizaciones sindicales y el empleador o, en su defecto, por la ley del lugar de ejecución.

Artículo 93. Los tribunales competentes para conocer de las relaciones colectivas de trabajo son los del lugar de la prestación laboral o la ley acordada entre la organización sindical y el empleador cuando esta sea la más favorable.

Artículo 94. La ley aplicable en una relación laboral individual se somete a la ley de su cumplimiento o, en su defecto, a la ley de la sede del establecimiento laboral o del domicilio del empleador.

Artículo 95. Los contratos del consumidor se rigen por la ley del lugar donde concluyó la transacción.

A elección del consumidor, este podrá recurrir a la jurisdicción de su domicilio, a la del lugar de conclusión del contrato o a la que le sea más favorable, en función del principio del interés superior del consumidor.

Se entiende por la ley más favorable la ley de la reparación y protección más apropiada al interés del consumidor.

Artículo 96. Los contratos de representación y franquicia internacional se rigen por la autonomía de las partes, pero en cuanto a la indemnización por ruptura o incumplimiento del contrato, por la ley de ejecución del contrato o la de mayor protección al concesionario o franquizado a elección de este último.

Artículo 97. Los tribunales panameños conocerán privativamente de las demandas derivadas de los contratos de representación y franquicia cuando dichos contratos se ejecuten dentro de la República de Panamá.

Capítulo IV Régimen de los Contratos Especiales

Sección 1.ª Venta Internacional

Artículo 98. Se reputa una compraventa internacional cuando las partes se encuentren situadas o domiciliadas en Estados diferentes o cuando la transacción comercial se encuentra vinculada a más de dos Estados.

Artículo 99. La compra y venta internacional se rige por la ley del lugar del perfeccionamiento del contrato, es decir, donde se realiza la prestación objeto del contrato, salvo pacto en contrario.

Los tribunales panameños serán competentes para conocer de las acciones derivadas de la ejecución de un contrato internacional cuando la prestación de la obligación produzca sus efectos dentro del territorio de la República de Panamá o cuando medie cláusula atributiva de jurisdicción que no contraríe el orden público sustantivo y procesal.

Sección 2.ª *Factoring* o Factoraje Internacional

Artículo 100. Este Código se aplicará cuando los créditos cedidos conforme al contrato de factoraje se originen en un contrato de compraventa de mercaderías entre un proveedor y un deudor que tengan sus establecimientos en Estados diferentes.

Artículo 101. Se entiende por convenio de *factoring* o convenio de factoraje el contrato celebrado entre una parte (el proveedor) y la otra parte (la empresa de factoraje, en adelante el cesionario) conforme al cual:

1. El proveedor podrá o deberá ceder al cesionario créditos que se originen en contratos de compraventa de mercaderías celebrados entre el proveedor y sus clientes (deudores),

excepto los que se refieran a mercaderías compradas principalmente para uso personal, familiar o doméstico.

2. El cesionario tomará a cargo al menos dos de las siguientes funciones: financiamiento del proveedor, incluyendo préstamos y adelantos de pagos; cobro de créditos y protección en caso de falta de pago de los deudores.
3. La cesión de créditos deberá ser notificada a los deudores.

Artículo 102. Las referencias a mercaderías y compraventa de mercaderías que se hacen en este Código incluirán los servicios y la prestación de servicios.

Artículo 103. Los efectos del contrato de *factoring*, para su eficacia, deberán cumplir con una notificación por escrito que no requerirá ser firmada, pero deberá identificarse a la persona que la hace o en nombre de quién se hace.

La notificación por escrito comprende, sin limitaciones, telegramas, télex y cualquier otro medio de telecomunicación susceptible de ser reproducido en forma tangible.

Una notificación por escrito se entiende hecha si es recibida por el destinatario.

Sección 3.^a Préstamo Internacional

Artículo 104. Se entiende por préstamo internacional cuando dicho préstamo resulte de una actividad internacional o cuando las partes prestamista y prestatario se encuentren domiciliadas en Estados diferentes.

El préstamo internacional se rige por la autonomía de la voluntad de las partes, mas su interés deberá ser conforme con el orden público de la ley del prestatario.

La cláusula de indexación monetaria se deberá pactar cuando dicho contrato no se haya acordado en dólares de los Estados Unidos de curso legal en la República de Panamá.

Artículo 105. Las partes podrán designar como ley aplicable una ley internacional o convenio internacional que regule el préstamo siempre que dicha norma no contravenga principios fundamentales de orden público panameño.

Artículo 106. Los contratos de préstamo internacional deberán mantener el principio de neutralidad contractual en el que el foro jurisdiccional o arbitral no coincida con el derecho o lugar donde se encuentre la parte prestataria o la entidad financiera que desembolsa el préstamo.

Sección 4.^a Cesión de Créditos

Artículo 107. La cesión de créditos se rige por la autonomía de la voluntad de las partes o, en su defecto, por el derecho aplicable al crédito. Para todos los efectos, la cesión de créditos es un contrato formal y la forma se rige por la ley del lugar de la celebración del acto. El tribunal competente es el del lugar donde se perfecciona la cesión, salvo pacto en contrario.



Sección 5.^a
Leasing o Arrendamiento Financiero

Artículo 108. El contrato de *leasing* o de arrendamiento financiero internacional se reputará internacional cuando el arrendador y el arrendatario se encuentren domiciliados en países distintos.

El contrato de *leasing* o de arrendamiento financiero se rige por la ley designada por las partes o, en su defecto, por la ley del perfeccionamiento de dicho contrato.

Artículo 109. Los tribunales panameños podrán conocer de las reclamaciones derivadas de la ejecución del contrato de *leasing* internacional, cuando el arrendador tenga su domicilio en la República de Panamá o la ejecución del contrato se perfeccione en Panamá, sin perjuicio de que las partes acudan a soluciones alternas de conflictos, como la mediación y el arbitraje.

Artículo 110. La prenda mercantil se rige por la ley de su constitución y el tribunal competente para conocer de la acción real es el de la situación de la prenda, salvo pacto en contrario. Los derechos anticresis se rigen por la ley en la que se perfecciona el ejercicio, pero el tribunal competente es el del lugar del ejercicio del derecho real, salvo pacto en contrario.

Sección 6.^a
Trust y Fideicomiso

Artículo 111. Los contratos *trust* y fideicomiso se regulan por la ley designada por el fideicomitente o, en su defecto, por la ley del lugar de la administración de los bienes. El *trust* extranjero en cuanto a contratos se debe adaptar a las exigencias del derecho interno panameño si los bienes se encuentran en la República de Panamá.

El *trust* y el fideicomiso constituidos de acuerdo con las leyes de la República de Panamá se registrarán por la ley panameña. Sin embargo, podrán sujetarse en su ejecución a una ley extranjera si así lo dispone el instrumento de fideicomiso.

El *trust* y el fideicomiso, así como los bienes de este, podrán trasladarse o someterse a las leyes o jurisdicción de otro país, según lo dispuesto en el instrumento de fideicomiso.

El *trust* y el fideicomiso constituidos antes de la entrada en vigencia de este Código se registrarán por las leyes vigentes al tiempo de su constitución, pero podrán acogerse a este Código en cualquier tiempo mediante declaración escrita del fideicomitente, fiduciario y beneficiario.

Artículo 112. Los tribunales panameños serán competentes para conocer de las reclamaciones derivadas del *trust* o del fideicomiso cuando la administración se encuentre situada dentro del territorio de la República de Panamá o cuando las partes hayan designado el foro jurisdiccional panameño en virtud de cláusula atributiva de jurisdicción o cláusula compromisoria de arbitraje.

Sección 7.^a
Donación

Artículo 113. El convenio de donación se rige por la ley del perfeccionamiento de la donación o, en su defecto, por la ley del estatuto personal del donante.



Título IV
Cooperación Judicial Internacional
Capítulo I
Cooperación Judicial Civil Internacional

Artículo 114. La cooperación judicial internacional se basa en la solidaridad de la administración de justicia. Toda cooperación judicial internacional penal deberá cumplir con los principios de proporcionalidad, doble incriminación, especialidad y defensa del orden público y del interés público.

A falta de convenio expreso, se realizará toda asistencia judicial por virtud de la cortesía internacional o por vía de reciprocidad controlada.

Artículo 115. La cooperación judicial civil internacional tendrá lugar por vía de exhortos o cartas rogatorias expedidos en actuaciones y procesos en materia civil, comercial y de familia solicitada por un tribunal extranjero cuando tenga por objeto:

1. La realización de actos procesales de mero trámite, como notificaciones, citaciones y emplazamientos en el extranjero.
2. La recepción y obtención de pruebas e informes en el extranjero, salvo reserva expresa al respecto.

Artículo 116. Los exhortos o cartas rogatorias podrán ser transmitidos al órgano o autoridad requerida por las propias partes interesadas, por vía judicial, por intermedio de los funcionarios consulares o agentes diplomáticos o por la autoridad central del Estado requirente o requerido según el caso.

Artículo 117. Los exhortos o cartas rogatorias se cumplirán siempre que reúnan los siguientes requisitos:

1. Que el exhorto o carta rogatoria se encuentre legalizado. Se presumirá que se halla debidamente legalizado en el Estado requirente cuando hubiera sido legalizado por funcionario consular o agente diplomático competente.
2. Que el exhorto o carta rogatoria y la documentación anexa se encuentren debidamente traducidos al idioma oficial del país requerido.

Artículo 118. Los exhortos o cartas rogatorias deberán ir acompañados con los siguientes documentos, que se entregarán al citado, notificado o emplazado:

1. Copia autenticada de la demanda y sus anexos, y de los escritos o resoluciones que sirvan de fundamento a la diligencia solicitada.
2. Información escrita acerca de cuál es el órgano jurisdiccional requirente, los términos de que dispone la persona afectada para actuar y las advertencias que le haga dicho órgano sobre las consecuencias que entrañaría su inactividad.
3. Información acerca de la existencia y domicilio de la defensoría de oficio o de sociedades de auxilio legal competentes en el Estado requirente, en su caso.



Artículo 119. El órgano jurisdiccional requerido tendrá competencia para conocer las cuestiones que se susciten con motivo del cumplimiento de la diligencia solicitada.

Si el órgano jurisdiccional requerido se declara incompetente para proceder a la tramitación del exhorto o carta rogatoria, transmitirá de oficio los documentos y antecedentes del caso a la autoridad judicial competente de su Estado.

Artículo 120. Los funcionarios consulares o agentes diplomáticos podrán dar cumplimiento a las diligencias indicadas en el Estado en donde se encuentren acreditados, siempre que ellos no se opongan a las leyes de este. En la ejecución de tales diligencias, no podrán emplear medios que impliquen coerción.

Artículo 121. El sistema de cooperación judicial internacional que se instituye mediante este Código no excluye la utilización de los medios electrónicos para la evacuación o sustanciación de cualquier trámite, diligencia o prueba requerido ante la jurisdicción panameña que permita su celeridad e inmediación con el tribunal requirente.

Capítulo II Cooperación Judicial Penal Internacional

Artículo 122. La cooperación judicial penal internacional procederá cuando no medie tratado alguno, siempre que la petición realizada por vía de exhorto no viole el principio de la especialidad del objeto o hechos requeridos dentro del diligenciamiento solicitado, si la petición cumple con la norma de la doble incriminación en cuanto al delito o contravención que se investigue, si la petición o sus efectos no son desproporcionales o no tienen relevancia alguna con los hechos a investigar, o si la petición no contraviene el orden público o el interés nacional o derechos fundamentales de la humanidad.

Artículo 123. Las incidencias de toda asistencia judicial serán resueltas por el juez panameño en su calidad de juez exhortado.

Artículo 124. La extradición a falta de tratado se rige por la regla de derecho interno, pero no podrá extraditarse a extranjeros que se encuentren sometidos a procesos ante la jurisdicción panameña.

Sección 1.ª Aplicación de la Ley Penal en el Espacio

Artículo 125. La ley penal se aplicará a los hechos punibles cometidos en el territorio nacional y demás lugares sujetos a la jurisdicción del Estado, salvo las excepciones establecidas en las convenciones y normas internacionales vigentes en la República de Panamá.

Para los efectos de la ley penal, constituyen territorio de la República de Panamá el área continental e insular, el mar territorial, la plataforma continental, el subsuelo y el espacio aéreo que los cubre. También lo constituyen las naves y aeronaves panameñas y todo aquello que, según las normas del Derecho Internacional, responda a ese concepto.



Sección 2.^a
Aplicación de la Ley Penal a las Personas

Artículo 126. La ley penal panameña se aplicará sin distinción de personas, con excepción de:

1. Los jefes de Estado extranjero.
2. Los agentes diplomáticos de otros Estados y demás personas que gocen de inmunidad, según las convenciones internacionales vigentes en la República de Panamá.
3. Los casos previstos en la Constitución Política de la República de Panamá y las leyes.

Las excepciones establecidas en este artículo no se aplicarán cuando se trate de los delitos previstos en el Título XV del Libro Segundo del Código Penal y del delito de desaparición forzada de personas.

Artículo 127. La comisión de un hecho punible por un servidor público que goce de prerrogativa funcional no impide que la autoridad competente, previo cumplimiento de las formalidades legales, le aplique las sanciones previstas en la ley penal.

Sección 3.^a
Conflicto de Leyes en Materia Penal

Artículo 128. Es aplicable la ley penal panameña, aunque se hayan cometido en el exterior, a los delitos contra la humanidad, contra la personalidad jurídica del Estado, contra la salud pública, contra la economía nacional y contra la Administración Pública, así como a los delitos de desaparición forzada de personas, trata de personas y falsedad de documentos de crédito público panameño, de documentos, sellos y timbres oficiales, de la moneda panameña y demás monedas de curso legal en el país, siempre que, en este último caso, se hayan introducido o pretendido introducir al territorio nacional.

Artículo 129. La ley penal panameña se aplicará a los delitos cometidos en el extranjero cuando:

1. Produzcan o deban producir sus resultados en el territorio panameño.
2. Sean cometidos en perjuicio de un panameño o sus derechos.
3. Sean cometidos por agentes diplomáticos, funcionarios o empleados panameños que no hubieran sido juzgados en el lugar de su comisión por razones de inmunidad diplomática.
4. Una autoridad nacional haya negado la extradición de un panameño o de un extranjero.
5. Los tribunales penales panameños son competentes sobre los delitos cometidos en la República de Panamá, así como por los hechos ilícitos acaecidos en el extranjero y cuyos resultados se concreten en la República de Panamá.

Artículo 130. Independientemente de las disposiciones vigentes en el lugar de la comisión del delito y de la nacionalidad del imputado, se aplicará la ley penal panameña a quienes cometan hechos punibles previstos en los tratados internacionales vigentes en la República de Panamá, siempre que estos le concedan competencia territorial.



Artículo 131. No se hará distinción entre nacionales y extranjeros en los Estados contratantes en cuanto a la prestación de la fianza para comparecer en juicio.

Título V
Cuasicontratos y Responsabilidad Extracontractual

Capítulo I
Pago de lo Indebido y Enriquecimiento sin Causa

Artículo 132. El pago de lo indebido se rige por la ley del lugar donde tuvo lugar la realización de dicho pago o, en su defecto, por la ley pactada por las partes.

Artículo 133. La gestión oficiosa se rige por la ley donde se perfeccionó dicha gestión o, en su defecto, por la ley pactada por las partes.

Artículo 134. En el enriquecimiento sin causa es aplicable la ley del lugar donde se produjo dicho enriquecimiento o la ley del domicilio de la parte empobrecida.

Capítulo II
Tribunales Competentes en Materia de Cuasicontratos

Artículo 135. Los tribunales panameños son competentes para conocer de las reclamaciones derivadas de todo cuasicontrato cuando la parte afectada sea nacional panameña o residente en la República de Panamá o los efectos de dichos actos tengan repercusión dentro del territorio de la República.

Título VI
Responsabilidad Extracontractual

Artículo 136. La responsabilidad extracontractual internacional producto de cosa ajena o derivada de toda tecnología o productos químicos o de fabricación elaborada en el extranjero, las cuales se someten a las reglas de funcionabilidad y de estructura, se rige por la ley del productor o fabricante o, en su defecto, por la ley de la materialización del daño.

La ley del fabricante cuando sea retenida o cuando el criterio a retener sea el del lugar del daño rige lo concerniente al lucro cesante, daño directo y daño moral.

Para todos los efectos, se establece la solidaridad entre el productor extranjero, el intermediario y el distribuidor local.

La víctima podrá demandar en la sede social del fabricante o en el lugar del lugar del daño, a su elección.

Artículo 137. La cláusula del límite del conocimiento científico invocada por el fabricante o intermediario no es oponible a la sanción de daños y perjuicios que el juez pueda calcular, cuando afecta a un grupo de personas o comunidad.



Artículo 138. Los tribunales panameños podrán conocer de las acciones individuales y colectivas derivadas de hechos producidos por cosas o tecnología importadas cuando las partes demandadas están domiciliadas en la República de Panamá. Los tribunales panameños podrán conocer de los daños que produzcan las cosas o tecnología cuando están en tránsito por el país si dichos daños tienen lugar en el territorio nacional.

Artículo 139. Los daños y perjuicios que se produzcan por delitos de injuria o calumnia internacional se rigen por la ley del daño y los tribunales competentes son los del lugar del daño o del domicilio, a elección de la parte demandante.

Artículo 140. La responsabilidad individual o profesional por culpa, negligencia u omisión se rige por la ley del daño.

Los tribunales panameños serán competentes para conocer de las reclamaciones derivadas por dicha responsabilidad siempre que una de las partes esté domiciliada en la República de Panamá.

Artículo 141. En materia de práctica desleal, la ley aplicable es la ley del lugar donde se perpetra el acto o la ley del lugar de dirección o, en su defecto, el de la sociedad vinculada con la reclamación internacional.

Título VII Derecho Comercial Internacional

Capítulo I Documentos Negociables

Artículo 142. La capacidad de una persona para obligarse por letra de cambio se determina por su ley nacional. Si esta ley nacional declara aplicable la ley de otro Estado, esta última es la que se aplica.

Toda persona incapaz, según la ley indicada en el párrafo anterior, queda, sin embargo, legalmente obligada si se ha comprometido en el territorio de un Estado cuya legislación la considera capaz.

Artículo 143. La forma de un compromiso contraído en materia de letra de cambio se determina ateniéndose a las leyes del país en cuyo territorio se suscribe la obligación.

Artículo 144. La forma y los plazos de protesto, así como de todos los demás actos necesarios al ejercicio o a la conservación de los derechos en materia de letras de cambio, se rigen por las leyes del Estado en cuyo territorio deba ser realizado el protesto o en el cual ha pasado el acto de que se trata.

Artículo 145. Cuando una letra de cambio no indique el lugar en que se haya contraído una obligación cambiaria, esta se regirá por la ley del lugar donde la letra debe ser pagada, y si este no consta, por la del lugar de su emisión.

Artículo 146. Los procedimientos y plazos para la aceptación, el pago y el protesto se someten a la ley del lugar en que dichos actos se realicen o deban realizarse.



Artículo 147. La ley del Estado donde la letra de cambio deba ser pagada determina las medidas que han de tomarse en caso de robo, hurto, falsedad, extravío, destrucción o inutilización materia del documento.

Artículo 148. Los tribunales del Estado Parte donde la obligación deba cumplirse o los del Estado Parte donde el demandado se encuentre domiciliado, a opción del actor, serán competentes para conocer de las controversias que se susciten con motivo de la negociación de una letra de cambio.

Capítulo II Arbitraje Comercial Internacional

Artículo 149. El arbitraje comercial internacional es, de conformidad con este Código, cuando el objeto o negocio jurídico contenga elementos de extranjería o de conexión, suficientemente significativos que lo caractericen como tal, o cuando conforme a la regla de conflicto del foro lo califiquen como internacional.

También se considerará que el arbitraje es comercial internacional al concurrir alguna de las circunstancias siguientes:

1. Si las partes en un convenio arbitral tienen, al momento de celebración de ese convenio, sus oficinas o establecimientos en Estados diferentes.
2. Si el lugar del arbitraje que se ha determinado en el convenio arbitral o con arreglo a este, está situado fuera del país en que las partes tienen sus establecimientos.
3. Si el lugar de cumplimiento de las obligaciones derivadas de la relación jurídica que vincula a las partes, está situado fuera del país en que las partes tienen sus establecimientos.
4. Si el lugar con respecto al cual la controversia guarda una relación más estrecha, está situado fuera del país en que las partes tienen sus establecimientos.
5. Si la materia objeto de arbitraje es de naturaleza civil o mercantil internacional y/o está relacionada con más de un Estado y/o consista en prestaciones de servicios, enajenación o disposición de bienes o transferencias de capitales que produzcan efectos transfronterizos o extraterritoriales.

Artículo 150. El tribunal arbitral aplicará las reglas de Derecho si el arbitraje es de Derecho y su libre criterio si el arbitraje es de equidad.

En caso de que el arbitraje sea comercial internacional, se procederá de acuerdo con la cláusula arbitral pactada.

Las partes podrán determinar libremente la clase de arbitraje al que someterán sus controversias y, en el caso de que no hayan expresado la modalidad del arbitraje a que se someterán, se entenderá que el arbitraje es de equidad.

Artículo 151. En el régimen de concesiones públicas o en aquellas otras contrataciones en que participe una empresa privada extranjera con una entidad estatal centralizada o descentralizada del Estado panameño, las diferencias derivadas de dicha concesión o contrataciones se someterán al procedimiento de arbitraje previsto en el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional, excepto en los casos en los que se haya pactado un procedimiento y una reglamentación distinta.



La sede del arbitraje será el centro de arbitraje libremente escogido por las partes. En ausencia de su determinación, el arbitraje tendrá lugar en cualquier centro de arbitraje o de solución de conflictos reconocido dentro de la República de Panamá.

El tribunal arbitral será colegiado, cada parte designará un árbitro que podrá ser nacional o extranjero y estos escogerán al tercer árbitro.

El derecho aplicable será el que determinen las partes en el acuerdo arbitral o pacto arbitral.

Capítulo III Arbitraje Fiscal Internacional

Artículo 152. Los laudos extranjeros se reconocerán y ejecutarán en Panamá de conformidad con los tratados y convenios en los que la República de Panamá sea parte o, en su defecto, por lo previsto en este Código.

Artículo 153. Se considera laudo arbitral extranjero el dictado fuera del territorio de la República de Panamá.

Asimismo, se considerará laudo extranjero el dictado en el territorio panameño en el curso de un arbitraje comercial internacional, de conformidad con este Código, en donde la ley o el procedimiento sean distintos al derecho panameño.

Artículo 154. Será tribunal competente para el reconocimiento y ejecución de un laudo arbitral extranjero la Sala Cuarta, de Negocios Generales, de la Corte Suprema de Justicia de la República de Panamá.

La parte que invoque el reconocimiento y la ejecución de un laudo arbitral extranjero deberá aportar, junto con el escrito de solicitud, los siguientes documentos:

1. Original autenticado en debida forma o copia certificada del laudo arbitral.
2. Original autenticado en debida forma o copia certificada del convenio arbitral.
3. Traducción oficial, si el idioma del arbitraje es un idioma distinto del español.

Artículo 155. Si el arbitraje es comercial internacional de conformidad con este Código o cuando se presenten de manera general elementos de extranjería que determinen su internacionalización, regirán las siguientes disposiciones especiales:

1. La capacidad de las partes en un convenio arbitral se regirá de conformidad con la ley personal.
2. La ley aplicable en el convenio arbitral, en lo que afecta a la validez y los efectos, será expresamente designada por las partes, por sí o a través del reglamento de una institución de arbitraje o, en su defecto, la ley del lugar en donde ha de dictarse el laudo arbitral. Si este no estuviera determinado, se aplicará la ley de celebración del convenio.
3. En el arbitraje de derecho, el tribunal arbitral decidirá conforme a la ley designada por las partes, por sí o a través del reglamento de una institución de arbitraje que sea aplicable. En su defecto, decidirá conforme a la ley que determinen libremente los árbitros, aplicando o no una norma de conflicto, sin desnaturalizar la voluntad de las partes.



Se tendrán en cuenta los usos de comercio y, en su caso, las estipulaciones del contrato y las reglas de contratación privada internacional.

Cuando se trate de un arbitraje comercial internacional, el orden público que se aplica es el orden público internacional.

Para el resto de las cuestiones afectas por elementos de internacionalidad o extranjería, regirá supletoriamente lo establecido en el Código Civil.

Parágrafo. El tribunal podrá renunciar a la aplicación de las reglas de conflicto de Derecho Internacional Privado y aplicar directamente el Derecho material o sustantivo o Derecho convencional o la ley uniforme que haya sido designada por las partes de manera clara e indubitable.

Artículo 156. Solo se podrá denegar el reconocimiento y ejecución de un laudo arbitral extranjero, si ocurre alguna de las circunstancias siguientes:

1. A instancia de parte contra la cual se invoca, cuando esta parte pruebe ante la Sala Cuarta, de Negocios Generales, de la Corte Suprema de Justicia de la República de Panamá, que ha quedado establecido:
 - a. Que una de las partes en el convenio arbitral estaba sujeta a alguna incapacidad en virtud de la ley que le es aplicable o que dicho acuerdo no es válido en virtud de la ley a que las partes lo han sometido o, si nada se hubiera indicado a este respecto, en virtud de la ley del país en que se haya dictado el laudo.
 - b. Que la parte contra la cual se invoca el laudo no ha sido debidamente notificada de la designación de un árbitro o del procedimiento de arbitraje o no ha podido, por cualquiera razón, hacer valer sus derechos de defensa.
 - c. Que el laudo se refiere a una controversia no prevista en el convenio arbitral o no comprendida en las disposiciones de la cláusula compromisoria, o contiene decisiones que exceden de los términos del compromiso o de la cláusula compromisoria. No obstante, si las disposiciones del laudo se refieren a las cuestiones sometidas al arbitraje y pueden separarse de las que no han sido sometidas al arbitraje, se podrá conceder el reconocimiento y ejecución de las primeras.
 - d. Que la constitución del tribunal arbitral o el procedimiento arbitral no se ha ajustado al convenio celebrado entre las partes o, en su defecto, no se ha ajustado a la ley del país donde se ha celebrado el arbitraje.
 - e. Que el laudo no es obligatorio para las partes o ha sido anulado o suspendido por un tribunal del país en que, conforme a su ley, haya sido dictado.

Si se ha pedido ante un tribunal la anulación del laudo conforme a la ley aplicable, el tribunal competente al que se pide el reconocimiento y ejecución podrá, si lo considera procedente, aplazar su decisión y, a instancia de la parte que pide el reconocimiento y la ejecución, podrá también ordenar a la otra parte la constitución de garantías apropiadas y suficientes.

2. Cuando el tribunal compruebe:
 - a. Que el objeto de la controversia no es arbitrable.
 - b. Que el reconocimiento o la ejecución del laudo serían contrarios al orden público internacional de la República de Panamá.

Capítulo IV Quiebra Internacional

Artículo 157. El proceso de quiebra universal internacional se somete a la ley del domicilio del fallido o de la sede social de la empresa.

Los tribunales panameños serán competentes para declarar el estado de quiebra universal toda vez que el domicilio del fallido se encuentre dentro de la República de Panamá o la mayoría de los bienes del fallido se encuentren ubicados en el territorio nacional.

Artículo 158. El proceso de quiebra tiene por finalidad la igualdad de los acreedores ante una sola jurisdicción competente.

Artículo 159. La quiebra se reputa internacional cuando los bienes del fallido se encuentren diseminados en más de dos Estados.

Artículo 160. Declarada la quiebra por el juez competente, este designará un síndico para la administración y representación de los intereses de la masa de los acreedores en el extranjero.

Artículo 161. El reconocimiento de la quiebra extranjera producirá sus efectos sin que medie exequátur cuando no se haya declarado proceso de quiebra alguno en el territorio de la República de Panamá sobre el fallido extranjero o cuando no exista una masa de acreedores locales. La nominación del síndico extranjero, así como las medidas conservatorias, no estará sujeta a proceso de exequátur alguno. Sin embargo, la nominación del síndico extranjero deberá constar mediante resolución o decisión extranjera debidamente apostillada y traducida al idioma español, señalando sus facultades, las cuales deben ser validadas ante el juez civil o de comercio, según sea el caso, ante quien deberá tomar posesión del cargo y obtener autorización para la ejecución de sus facultades.

Artículo 162. La quiebra de una sucesión se somete a la ley de la situación de los bienes y el tribunal competente es el del lugar del patrimonio del de *cujus*.

Artículo 163. No procederá el reconocimiento de la sentencia extranjera declaratoria de quiebra si es contraria al orden público internacional o si en dicha declaratoria de quiebra, la competencia del juez de la causa fue dada en fraude de ley o por virtud de *forum shopping*.

Artículo 164. Solo podrán practicarse medidas de conservación en materia de proceso de quiebra o insolvencia transfronteriza cuando lo solicite el tribunal extranjero, siempre que no exista proceso de quiebra declarado en la República de Panamá o no atente contra la masa de acreedores organizada en esta.

Título VIII
Régimen de la Valoración de la Prueba Extranjera

Artículo 165. La sentencia podrá tener valor de fuerza probatoria, fuerza ejecutiva y fuerza de excepción de cosa juzgada.

Artículo 166. Las sentencias extranjeras de carácter declarativo se tramitarán como documentos provenientes del extranjero. Cuando las sentencias extranjeras declarativas estén debidamente autenticadas, no será necesario someterlas al proceso de exequátur, no así las sentencias que hacen autoridad de cosa juzgada o que contengan una condena líquida en contra de un nacional o residente en la República de Panamá.

Capítulo I
Reconocimiento de la Ley Extranjera

Artículo 167. Los jueces y tribunales panameños podrán aplicar de oficio, cuando proceda, las leyes de los demás, sin perjuicio de los medios probatorios a que este Capítulo se refiere.

Artículo 168. La parte que invoque la aplicación del derecho extranjero o disienta de ella podrá justificar su texto, vigencia y sentido, mediante copia autenticada de la misma ley, de las decisiones de los tribunales, de los estudios doctrinales, así como con dictamen o certificación de dos abogados en ejercicio del país cuya legislación se trate, que deberá presentarse debidamente legalizado.

No obstante lo anterior, el juez podrá investigar directamente el derecho extranjero, acudiendo a cualquier fuente o medio idóneo.

Artículo 169. A falta de prueba o si el juez o el tribunal por cualquier razón la estimara insuficiente, podrán solicitar de oficio, antes de resolver, por la vía diplomática, que el Estado de cuya legislación se trata proporcione un informe sobre el texto, vigencia y sentido del derecho aplicable.

La sentencia podrá tener valor de fuerza probatoria, fuerza ejecutiva y fuerza de excepción de cosa juzgada.

Capítulo II
Prueba Extranjera

Artículo 170. La forma en que se practicará toda prueba se regula por la ley vigente en el lugar en que se efectúe.

El juez panameño aplicará el derecho extranjero de conformidad con su sentir y alcance de su ordenamiento jurídico, pero podrá rechazar la aplicación de un derecho extranjero como ley y como prueba, según el caso, cuando viole manifiestamente el orden público internacional panameño.

Artículo 171. La apreciación de la prueba depende de la ley del juzgador.



Artículo 172. Los documentos otorgados en cada uno de los Estados contratantes tendrán en los otros el mismo valor en juicio que los otorgados en ellos, si reúnen los requisitos siguientes:

1. Que el asunto o materia del acto o contrato sea lícito y permitido por las leyes del país del otorgamiento y de aquel en que el documento se utiliza.
2. Que los otorgantes tengan aptitud y capacidad legal para obligarse conforme a su ley personal.
3. Que en su otorgamiento se hayan observado las formas y solemnidades establecidas en el país donde se han verificado los actos o contratos.
4. Que el documento esté legalizado y llene los demás requisitos necesarios para su autenticidad en el lugar donde se emplea.
5. Que la prueba obtenida en el extranjero no haya sido obtenida ilegalmente.

Artículo 173. La fuerza ejecutiva de un documento se subordina al derecho local.

Artículo 174. La capacidad de los testigos y su recusación dependen de la ley a que se someta la relación de derecho objeto del proceso.

Artículo 175. La forma del juramento se ajustará a la ley del juez o tribunal ante quien se presente y su eficacia a la que rija el hecho sobre el cual se jura.

Artículo 176. Las presunciones derivadas de un hecho se sujetan a la ley del lugar en el que se realiza el hecho de que nacen.

Artículo 177. La prueba indiciaria depende de la ley del juez o tribunal.

Capítulo III

Proceso de Reconocimiento y Ejecución de Sentencia Extranjera

Artículo 178. Las sentencias pronunciadas por tribunales extranjeros y los fallos arbitrales extranjeros que hacen tránsito a cosa juzgada tendrán en la República de Panamá la fuerza que establezcan los convenios o tratados respectivos.

Si no hubiera tratados especiales con el Estado en el que se haya pronunciado la sentencia, esta podrá ser ejecutada en la República de Panamá. Salvo prueba de que en dicho Estado no se dé cumplimiento a las dictadas por tribunales panameños, no tendrá fuerza en la República de Panamá.

Artículo 179. Sin perjuicio de lo que se dispone en tratados especiales, ninguna sentencia dictada en país extranjero podrá ser ejecutada en la República de Panamá si no reúne los siguientes requisitos:

1. Que la sentencia haya sido dictada por un tribunal competente, es decir, que no haya conculcado la competencia privativa de los tribunales panameños. Se entiende que la competencia sobre bienes inmuebles ubicados en la República de Panamá es de competencia privativa de los jueces panameños.

2. Que la sentencia no haya sido dictada en rebeldía, entendiéndose por tal, para los efectos de este artículo, el caso en que la demanda no haya sido personalmente notificada al demandado. Es decir, que el proceso evacuado en el extranjero haya cumplido con el principio del contradictorio.
3. Que la sentencia pronunciada por tribunal extranjero no conculque principios o derechos fundamentales del orden público panameño.
4. Que la copia de la sentencia sea auténtica y si fuera el caso debidamente traducida al idioma español.

Se entiende por sentencia extranjera objeto del exequátur toda sentencia revestida de autoridad de cosa juzgada y que en el resorte de su jurisdicción esté en firme y no sujeta a recurso alguno.

Artículo 180. La solicitud para que se declare si debe o no cumplirse una sentencia del tribunal extranjero será presentada en la Sala Cuarta, de Negocios Generales, de la Corte Suprema de Justicia de la República de Panamá, salvo que, conforme a los respectivos tratados, deba conocer del asunto otro tribunal. La Corte dará traslado a la parte que deba cumplir la sentencia y al procurador general de la Nación por el término de cinco días a cada uno y si todos estuvieran de acuerdo con que debe ejecutarse, lo decretará así.

En esta instancia, a petición de parte o de oficio, la Sala Cuarta, de Negocios Generales, actuando como tribunal de exequátur podrá decretar medidas conservatorias o de protección de conformidad con el Capítulo IV del Título II del Libro II del Código Judicial.

Si las partes no estuvieran de acuerdo y hubiera hechos que probar, la Corte concederá un término de tres días para aducir pruebas y de quince días para practicarlas, sin perjuicio de conceder un término extraordinario para practicar pruebas en el extranjero. Vencido este, oirá a las partes, dando sucesivamente a cada una un término de tres días, expirado el cual decidirá si debe o no ejecutar la sentencia.

Si la Corte declara que debe ejecutarse la sentencia, se pedirá su ejecución ante el tribunal competente.

La autenticidad y eficacia de las sentencias dictadas en país extranjero se establecen de conformidad con el artículo 877 del Código Judicial.

Artículo 181. Salvo los tratados internacionales ratificados por la República de Panamá, en cualquier juicio entablado en los tribunales marítimos panameños, los derechos y obligaciones de las partes se determinarán ajustándose a las siguientes normas especiales de Derecho Internacional Privado y en los casos no establecidos en este Capítulo, conforme lo dispone el Derecho Común:

1. En cuanto a la tradición y las normas de publicidad de la propiedad de una nave, conforme lo dispongan las leyes del país de su registro.
2. En cuanto a los derechos reales, créditos privilegiados que afecten la nave y su prelación, la ley del país de su registro.
3. En cuanto a los derechos reales y la graduación de créditos privilegiados sobre carga o flete, salvo pacto expreso en contrario, las leyes de la República de Panamá.



4. En cuanto a la extinción de los derechos de acreedores de la nave, sean estos privilegiados o no, las leyes del país de registro de la nave y, en el caso de acreedores de la carga o flete, las leyes de la República de Panamá.
5. En cuanto a lo que concierne al orden interno de la nave y a los derechos, poderes, obligaciones y atribuciones del capitán, los oficiales y trabajadores del mar, las leyes del país de registro de la nave. Sin embargo, el capitán o cualquiera otra persona sujeta a la jurisdicción de los tribunales panameños será considerado con suficiente poder para representar judicialmente a la nave o a su armador y específicamente para recibir notificaciones en representación de estos.
6. En cuanto a responsabilidad extracontractual de los armadores, del capitán, los oficiales, tripulantes y cualquiera otra persona que preste servicios a bordo de la nave por daños causados o que se causen a bienes o a cualesquiera de dichas personas o a cualesquiera otras personas que se encuentren a bordo de una nave, las leyes del país de registro de la nave.
7. En cuanto a reclamaciones de estibadores, muelleros u otros trabajadores portuarios y a reclamaciones de terceras personas que presten servicios a la nave relacionados con el comercio marítimo o que se encuentren temporalmente a bordo de la nave mientras esté en puerto, salvo pacto en contrario en caso de responsabilidad contractual, las leyes del país donde haya ocurrido el hecho o los hechos que den lugar a la demanda, aunque estos hayan ocurrido a bordo de la nave.
8. En cuanto a la determinación del tipo de avería que afecte a la nave o a su carga y la proporción en que estas contribuyan a soportarla, salvo pacto en contrario, la ley del país de registro de la nave.
9. En casos de abordaje:
 - a. Cuando se trate de naves de un mismo registro y el abordaje ocurra en aguas internacionales, las leyes del país de registro común a ambas.
 - b. En caso de que el abordaje ocurra en aguas territoriales de un país, las leyes del lugar del accidente.
 - c. En caso de que el abordaje ocurra en aguas internacionales entre naves de diferentes registros, las leyes de la República de Panamá.
10. En cuanto a los efectos de los contratos de transporte de carga o pasajero, incluyendo los conocimientos de embarque, salvo pacto expreso en contrario, las leyes del país donde se efectúe el embarque o donde aborden la nave los pasajeros.
11. En cuanto a los efectos de los contratos de seguro marítimo, salvo pacto expreso en contrario, las leyes del país de domicilio del asegurador o de sus sucursales o agencias cuyo domicilio será el lugar donde operan.
12. En cuanto a los efectos de los contratos para la explotación de una nave, por viajes o por tiempo definido, que afecten todo o parte de la nave y que excluyan o no al armador de su control y manejo, salvo pacto expreso en contrario, las leyes del país de registro de la nave.
13. En cuanto a los efectos de los contratos por servicio que se presten a la nave o su carga y de los contratos por aprovisionamiento de la nave, salvo pacto expreso en contrario, las leyes del país donde se preste el servicio, y si se trata de servicios prestados a una nave o su carga en aguas internacionales, las leyes del país del registro de la nave.



14. En cuanto a la forma y solemnidad de cualquier contrato marítimo, las leyes del lugar donde se celebre.
15. En cuanto a la existencia y determinación de la limitación de responsabilidad del armador de la nave, por las leyes del país de su registro, y en cuanto a la existencia y determinación de la limitación de responsabilidad del propietario de la carga, las leyes de la República de Panamá.
16. En cuanto a la prescripción, la que establezca la legislación que deba determinar los derechos y obligaciones según lo dispuesto en este artículo.
17. En cuanto a la fijación de costas, se aplicarán las leyes de la República de Panamá.

Título IX
Disposiciones Finales

Artículo 182. La sede social de una persona jurídica es el lugar donde se encuentra el centro administrativo de toma de decisiones y, por ende, el domicilio donde recibe notificaciones.

Artículo 183. Los conflictos intertemporales se rigen por las reglas de derecho transitorio previstas en el Derecho Civil interno y concordante.

Este Código solo se aplica como ley supletoria en materia de Derecho Internacional Privado Marítimo.

Artículo 184. Este Código comenzará a regir a los seis meses de su promulgación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Proyecto 140 de 2010 aprobado en tercer debate en el Palacio Justo Arosemena, ciudad de Panamá, a los veintiocho días del mes de febrero del año dos mil trece.

El Presidente,


Sergio R. Gálvez Evers

El Secretario General,


Wigberto E. Quintero G.

ÓRGANO EJECUTIVO NACIONAL. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA.
PANAMÁ, REPÚBLICA DE PANAMÁ, DE 8 DE mayo DE 2014.



RICARDO MARTINELLI BERROCAL
Presidente de la República



JORGE RICARDO FÁBREGA
Ministro de Gobierno

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 7314 -Elec

Panamá, 25 de abril de 2014

“Por la cual se concede una dispensa a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA) el cumplimiento del Artículo 33 de la Resolución AN No. 6003-Elec de 13 de marzo de 2013, Título XII del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Normas de Calidad del Servicio de Atención al Público en General (Clientes y No Clientes)”.

EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 12 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, establece que los prestadores del servicio público de electricidad tendrán la obligación de asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al cliente o frente a terceros;
4. Que los numerales 1 y 7 del artículo 110 del Texto Único de la Ley 6 de 1997 señalan que, entre los derechos de los clientes del servicio público de electricidad, el de exigir al prestador la eficiente prestación de los servicios, conforme a los niveles de calidad establecidos en la Ley, en su reglamento o por disposición de esta Autoridad Reguladora, y reclamar ante aquél si así no sucediera. Además, los clientes deben ser atendido por el prestador en las consultas o reclamos que formule, en el menor tiempo posible;
5. Que esta Autoridad Reguladora, conforme al numeral 11 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, está facultada para fijar las normas para la prestación del servicio a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos de electricidad, incluyendo las normas de construcción, servicio y calidad; verificar su cumplimiento y dictar la reglamentación necesaria para implementar su fiscalización;
6. Que esta Autoridad Reguladora mediante Resolución AN No.6003-Elec de 13 de marzo de 2013, aprobó el Título XII del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Normas de Calidad del Servicio de Atención al Público en General (Clientes y No Clientes)”;
7. Que el artículo 33 de la Resolución AN No.6003-Elec antes mencionada, indica lo siguiente:

“Con el fin de poder controlar el nivel de servicio personalizado en la atención personalizada al público en general, las empresas distribuidoras deberán contar con sistemas informáticos organizadores de cola en la totalidad de oficinas o agencias comerciales. Las distribuidoras podrán solicitar a la ASEP la excepción del requisito de organizadores de cola para las oficina (sic) o agencias pequeñas, previa sustentación de la petición”;
8. Que la empresa Elektra Noreste, S.A., en adelante, ENSA, mediante nota DAC-001-2014 de 29 de enero de 2014, y con fundamento en lo establecido en el Artículo 33 de la Resolución AN No.6003-Elec de 13 de marzo de 2013, ha solicitado se le exceptúe temporalmente del

[Firma manuscrita]
2014



Resolución AN No. 7314 -Elec
de 25 de abril de 2013
Página 2 de 2

requisito de contar con organizadores de cola en las agencias de Sabanitas, El Dorado, Metetí y Chepo;

- 9. Que mediante nota DSAN No. 0547-2014 de 27 de febrero de 2014, esta Autoridad indicó a ENSA que en razón de haberse estimado una atención diaria promedio de 4.3 clientes en Chepo y de 1.0 clientes en Metetí, se les exceptuaría a las agencias de Chepo y Metetí del requisito de contar con organizadores de colas del 1 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2015; no obstante, con respecto de las agencias de Sabanitas y El Dorado, en razón de que las mismas se ubican en áreas densamente pobladas, no se consideró viable la excepción solicitada;
- 10. Que ENSA mediante nota AL-028-14 de 23 de enero (sic) de 2014, solicitó a esta Autoridad Reguladora reconsiderara su solicitud con respecto a las agencias de Sabanitas y El Dorado, argumentando que aún no disponen de estadísticas para evidenciar la necesidad de contar con un administrador de cola, por ser estas agencias nuevas, lo cual motiva su solicitud de seis (6) meses de excepción a fin de efectuar estudios de cola que les permita evaluar la viabilidad o no de implementar el administrador de cola;
- 11. Que esta Autoridad ha considerado válidas las consideraciones, correspondiéndole decidir lo que en derecho procede, por lo que;

RESUELVE:

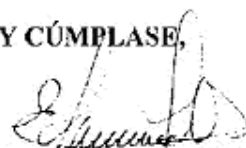
PRIMERO: DISPENSAR a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA) del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 33 de contar con sistemas informáticos organizadores de cola en las Agencias ubicadas en Chepo y Metetí del 1 de julio de 2014 al 31 de diciembre de 2015;

SEGUNDO: DISPENSAR a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA) del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 33 de contar con sistemas informáticos organizadores de cola en las Agencias ubicadas en Sabanitas y El Dorado del 1 de julio de 2014 al 31 de diciembre de 2014;

TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución regirá a partir del 1 de julio de 2014; y que la misma sólo admite el recurso de reconsideración, el cual debe ser interpuesto dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996; modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 1997; Ley 6 de 22 de enero de 2002; y, Resolución AN No. 6003-Elec de 13 de marzo de 2013.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


EDWIN CASTILLO G.
Administrador General, Encargado

En Panamá a los _____ días
del mes _____ de _____
a las _____ de la _____
Notifico al Sr. _____ de la
Resolución que antecede.

Requiere ser notificado

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 7315 -Elec

Panamá, 25 de abril de 2014

“Por la cual se aprueba la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA).”

EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que en atención a lo dispuesto en los artículos 60 y 62 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de 1998 y sus modificaciones, aprobó el Reglamento de Operación que compila los principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
5. Que el numeral NGD.1.9 del Reglamento de Operación señala que: “*El CND elaborará los manuales detallados de procedimiento o las Metodologías que sean necesarias para llevar a cabo las funciones de operación integrada del SIN que le asignan la Ley y las reglamentaciones vigentes, siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 15.4 de las Reglas Comerciales.*”
6. Que el literal b del numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad establece que: “*El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.*”;
7. Que el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) elaboró y presentó al Comité Operativo en las Sesiones Extraordinarias No. 010-2013 y No. 011-



Resolución AN No. 7315 -Elec
de 25 de abril de 2014
Página 2 de 5

2013 celebradas los días 27 y 30 de agosto de 2013, respectivamente, el proyecto de modificación a la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA);

8. Que en cumplimiento a lo establecido en el literal c del numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, el CND mediante nota ETE-DCND-048-2013 de 18 de septiembre de 2013, remitió a esta Autoridad Reguladora el Informe Final de Metodología No. CND-09-2013 de 17 de septiembre de 2013, relativo a la propuesta de modificación de la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA);
9. Que esta Autoridad Reguladora una vez analizado el Informe Final de Metodología No. CND-09-2013 de 17 de septiembre de 2013, remitió, mediante Nota DSAN No. 0356-14 de 30 de enero de 2014, al Comité Operativo sus comentarios a fin de que se llegue a un consenso general de la manera en que se debe presentar los pronósticos de potencia y energía a considerar en la programación semanal;
10. Que el Comité Operativo, mediante Sesión Extraordinaria No. 01-2014 de 7 de febrero de 2014, sometió a consideración la propuesta de esta Autoridad Reguladora, respecto a la revisión de la redacción de los numerales CVA.2.1.1 y CVA.2.1.9;
11. Que el Comité Operativo, a través de la Nota CO-003-2014 de 10 de febrero de 2014, remitió a esta Autoridad Reguladora nuevamente la propuesta de modificación de la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), con sus comentarios;
12. Que luego de analizar el Informe Final de Metodología presentado, esta Autoridad Reguladora concluye que lo procedente es aprobar la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología, objeto del presente análisis, por lo que;

RESUELVE:

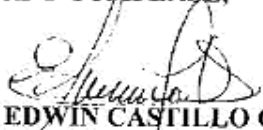
PRIMERO: APROBAR la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), cuyo texto completo se encuentra en el Anexo A de la presente Resolución.

SEGUNDO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho que la "Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA)", entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

TERCERO: Esta Resolución rige a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de 1998 y sus modificaciones; Resolución AN No. 4869-Elec de 2 de noviembre de 2011, y, Resolución AN No. 4911-Elec de 17 de noviembre de 2011.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


EDWIN CASTILLO G.
 Administrador General, Encargado

[Handwritten signature]



ANEXO A – Resolución AN No. 7315 -Elec de 25 de abril de 2014

Metodología para el Cálculo del Valor del Agua

(ATENCIÓN: Este procedimiento deberá leerse conjuntamente con los siguientes procedimientos y en el orden que a continuación se indica: 1/. Cálculo del Valor del Agua; 2/. Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3/. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4/. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión.)

(CVA.1) Generalidades.

- (CVA.1.1) La programación del despacho de los recursos de generación del sistema se realiza optimizando el uso de estos recursos para minimizar el costo de suplir la demanda.
- (CVA.1.2) El horizonte de optimización debe coincidir con los ciclos naturales hidrológicos y de demanda de energía. Así, la programación del uso de los embalses de las plantas hidroeléctricas, que en la actualidad son de regulación anual o semi-anual, se basará en un proceso de optimización con periodo básico de un año; aún cuando, por razones inherentes al modelo matemático que se utiliza para optimizar, se trabajará en etapas semanales, con un horizonte total de tres años. El resultado del proceso de optimización queda resumido en una "Función de Costo Futuro" que relaciona el costo de operación futuro del sistema con el nivel de todos los embalses.
- (CVA.1.3) Una vez obtenida la Función de Costo Futuro y las proyecciones de uso de las plantas térmicas para la semana en consideración, se procede a modelar en el corto plazo, con etapas horarias y horizonte de una semana, optimizando en este caso la colocación de las unidades base (típicamente turbo vapor) que tiene ciclos de parada-arranque más largos y más costosos. El problema de optimización en este caso es el de "unit commitment" que considera las alternativas:
- (CVA.1.3.1.1) Utilizar la unidad de base durante todo el periodo, aún cuando resulte como "generación obligada" durante los intervalos de baja carga.
- (CVA.1.3.1.2) Parar la unidad de base durante los periodos de baja carga y volver a arrancar dichas unidades (incluyendo el costo de arranque) para suplir los picos de carga.
- (CVA.1.3.1.3) No utilizar las unidades base y cubrir los picos con unidades de arranque rápido (incluyendo el costo de arranque) Y escoge la solución con el costo mínimo dentro del horizonte de optimización



ANEXO A – Resolución AN No. 315 -Elec de 25 de abril de 2014

- (CVA.1.4) Como resultado de la modelación de corto plazo obtenemos la programación diaria del uso de las unidades y el "Valor del Agua"¹. Este nos permite simular las unidades hidro en un despacho puramente térmico con el mismo resultado (o muy similar) al obtenido en el proceso de optimización.
- (CVA.1.5) La programación diaria se revisa periódicamente para actualizar los resultados de la programación semanal con los cambios que puedan surgir durante la semana, tales como: disponibilidad de unidades, variaciones atípicas en la demanda, limitaciones extraordinarias de transmisión etc. El valor del agua permanece constante para la semana excepto en el caso de cambios significativos (ver MPD.3.5).
- (CVA.1.6) El despacho instantáneo se lleva a cabo con la ayuda del programa de despacho económico en el sistema de Gestión de Energía (EMS). El despachador periódicamente verificará los resultados de este programa y ordenará ajustar las unidades bajo control manual a los valores señalados por el programa como "generación deseada". El programa de Control Automático de Generación (CAG) ajustará automáticamente las unidades bajo su control.
- (CVA.1.7) Es muy importante tener presente que una operación exitosa del sistema conlleva no tener "sorpresas". Así pues, no debe haber cambios bruscos en las generaciones asignadas a las diferentes unidades, ni en el Valor del Agua, ni la Función de Costo Futuro cuando se pasa del modelo de plazo anual al semanal, o al diario, o al instantáneo. Ni siquiera debe haber cambios bruscos entre las programaciones que van de una semana a la siguiente.
- (CVA.1.8) Cuando ocurran cambios significativos en algunos de estos procesos como cambios en el orden de despacho, costo marginal del sistema, etc., y a solicitud de parte interesada, el CND, con ayuda de los Participantes involucrados, debe analizar y explicar convincentemente a todos los participantes las razones por los que ocurrieron estos cambios, y, si es el caso, las medidas correctivas tomadas para evitarlos en el futuro.

(CVA.2) Preparativos para la Programación Semanal.

- (CVA.2.1) **Demanda**
El objetivo de un pronóstico con nivel de desviación aceptable es el de prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos. A corto plazo se desea cubrir aspectos de seguridad en la operación del sistema, y a mediano plazo en mitigar las probabilidades de déficit y vertimiento utilizando los recursos de forma razonable

¹ El Valor del Agua es la derivada de la Función de Costo Futuro con respecto al volumen del embalse.



ANEXO A – Resolución AN No. 7315 -Ejec de 25 de abril de 2014

(CVA.2.1.1) Los pronósticos de requisitos semanales de potencia y energía del SIN para los siguientes tres años, se suministrarán en las semanas 11, 24, 37 y 51 (dos semanas previas al inicio de cada trimestre).

Los Participantes Consumidores deberán entregar junto con el pronóstico, la información histórica de forma desagregada por categoría de cliente (NES.2.5) y por zona de consumo, y las premisas asociadas a la elaboración del pronóstico. Se considera como zonas de consumo, el uso de una desagregación provincial, considerando los límites de concesión de cada Empresa Distribuidora.

Para tal fin en el caso de las empresas distribuidoras, estas deberán contemplar en sus pronósticos el uso de los datos históricos de los últimos 5 años. El resto de las premisas utilizadas e información considerada para el pronóstico, debe ser plasmado en el informe a entregar.

La administración correcta de dichos pronósticos debe realizarse siguiendo el siguiente procedimiento:

(CVA.2.1.1.1) Los Participantes Consumidores deberán crear a partir de su pronóstico, una curva cronológica de carga diferenciando días típicos de atípicos. Días Típicos serán días de semana laborables y fines de semana típicos: De la base de datos histórica, utilizando los últimos 2 años, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días de cada mes. Días Atípicos serán días festivos y días cuyo comportamiento difiere del típico esperando: De la base de datos histórica, utilizando todos años disponibles, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días atípicos identificados.

Luego se multiplica esta fracción por la demanda semanal y se obtiene la demanda promedio de cada día de la semana (típico y atípico). La ubicación de los días atípicos debe identificarse claramente por parte del Participante Consumidor.

(CVA.2.1.1.2) El CND será responsable de su integración para los fines del planeamiento de la operación. Dentro de esta integración el CND debe agregar los consumos asociados a los Grandes Clientes participantes del mercado, obtenidos de la última información suministrada al CND y las pérdidas asociadas a transmisión.

ANEXO A – Resolución AN No. 7315 -Elec de 25 de abril de 2014



- (CVA.2.1.1.3) El CND debe verificar que la información entregada por los Participantes Consumidores refleje correctamente el consumo de energía para las semanas atípicas.
- (CVA.2.1.2) Para los fines pertinentes el CND debe mantener una revisión del pronóstico de los Participantes Consumidores (por zona de consumo o área eléctrica en el caso de las Empresas Distribuidoras), para verificar la coherencia de los consumos y de las estimaciones de pérdidas de transmisión.
- (CVA.2.1.3) Cada semana se tomarán las semanas restantes del año en curso, más las que hagan falta del próximo año para completar las 52 semanas que necesitamos para el estudio. Este pronóstico será utilizado para los estudios de mediano plazo que son la base de la asignación del precio del agua en los embalses.
- (CVA.2.1.4) A los pronósticos se le debe incorporar la información que se tenga de programas de exportación, así como el pronóstico de las exportaciones, basado en el comportamiento en semanas anteriores y los registros históricos.
- (CVA.2.1.5) La demanda es modelada considerando un paso semanal a través de un Diagrama Ordenado de Duración de Cargas (DODC) aproximado por cinco escalones. Cada bloque de energía corresponde a energías que en la práctica están ubicadas en zonas de la curva de carga de características similares. Se trabajará con 5 bloques de energía así: Pico: 5 horas; Alta: 32 horas; Media: 43 horas; Baja: 34 horas; Mínima: 54 horas. En el caso que exista la necesidad de cambios en el número y duración de bloques de la demanda, deberá ser sustentado ante el Comité Operativo para su aprobación.
- (CVA.2.1.6) Para obtener las energías de cada bloque se utiliza el siguiente procedimiento:
- (CVA.2.1.6.1) De la base de datos histórica, utilizando 5 años, se obtiene la fracción promedio de energía de cada uno de los bloques de demanda. Esto se logra dividiendo la demanda horaria de cada semana de cada año en sus cinco (5) bloques y calculando la fracción promedio representada por cada bloque, en cada semana.
- (CVA.2.1.6.2) Se multiplica la Demanda semanal obtenida en CVA.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en CVA.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

ANEXO A – Resolución AN No. 3315 -Elec de 25 de abril de 2014



(CVA.2.1.7) Para la semana objeto del estudio, se elaborará la demanda horaria de cada día de la semana, 168 bloques, teniendo en cuenta los pronósticos del informe indicativo de demanda, el tipo de día (regular, feriado, etc.), la demanda real de la semana anterior y los pronósticos climatológicos que estén disponibles. Este resultado se utilizará para el pronóstico a corto plazo, pero además se agregarán los totales de energía en los bloques del estudio semanal, y se utilizará esta demanda así calculada para los estudios de largo plazo correspondientes a esa semana.

(CVA.2.1.8) Semanalmente se evaluarán el desempeño del pronóstico vigente.

(CVA.2.1.8.1) Desviación Absoluta Zonal: $DAZ = |ER_t - EP_t|$

(CVA.2.1.8.2) Desviación Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil):

$$\overline{DAP} = \frac{\sum_{t=1}^N |ER_t - EP_t|}{N}$$

(CVA.2.1.8.3) Desviación Porcentual Absoluta Promedio Móvil:

$$DPAPM = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{|ER_t - EP_t|}{ER_t}}{5}$$

(CVA.2.1.8.4) Desviación Porcentual Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil)

$$DAP = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{|ER_t - EP_t|}{ER_t}}{N}$$

(CVA.2.1.8.5) Desviación Estándar (Histórica y Anual Móvil):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N \{ (ER_t - EP_t) - \overline{DAP} \}^2}{N - 1}}$$

Donde:

ER: Energía Real

EP: Energía Pronosticada

N: Total de etapas

t: etapa semanal

Se multiplica la Demanda semanal obtenida en CVA.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en CVA.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(CVA.2.1.9) Los Participantes Consumidores deberán entregar un nuevo pronóstico y las premisas consideradas al CND para lo cual contará con 7 días hábiles. Este nuevo pronóstico debe entregarse sí:



ANEXO A – Resolución AN No. 2315 Elec de 25 de abril de 2014

De encontrarse un DPAPM mayor de 1.5% en un período de 5 semanas el CND (siempre y cuando en este cálculo no estén consideradas semanas que contengan día(s) atípico(s), como semanas de fiestas de fin de año, camavales, semana santa, fiestas patrias, etc.) informará a la ASEP y a los Participantes Consumidores para revisión de su pronóstico. Los consumidores deben presentar el análisis del grado de desviación por zona y el ajuste para lograr que los pronósticos sean más precisos.

Para el pronóstico corregido deberá tomar en cuenta el comportamiento real de la demanda de las semanas más próximas a la entrada en vigencia del nuevo pronóstico, utilizando como máximo 5 años de historia.

El CND deberá realizar los análisis correspondientes para actualizar las pérdidas de transmisión considerando el nuevo pronóstico y la operación esperada.

- (CVA.2.1.10) Los Participantes Consumidores deberán proporcionar información histórica actualizada del semestre previo el 30 de enero y el 30 de julio de cada año establecida en el NES.2.5 del Reglamento de Operación. Esta información deberá ser desglosada por mes y presentada en formato digital.
- (CVA.2.1.11) Ante el incumplimiento en el suministro de información dentro del plazo establecido, el CND informará a la ASEP.
- (CVA.2.1.12) Ante el incumplimiento en el suministro de información en tiempo y forma, como medida transitoria, el CND representará mediante un modelo autorregresivo los pronósticos de demanda del Participante Consumidor que incumplió.

(CVA.2.2) **Red de Transmisión.**

- (CVA.2.2.1) La red de transmisión será representada de acuerdo al Informe de la Expansión del Sistema de Transmisión y el Programa de Mantenimiento vigente a la fecha, salvo condiciones que ameriten su corrección, y en cuyo caso el CND debe hacer partícipes a los participantes de las razones que justifican este cambio. De ser necesario, el tema podrá ser discutido y/o aclarado en la siguiente reunión del Comité Operativo.
- (CVA.2.2.2) Se incluirá la mejor información que se tenga de las características eléctricas de los elementos del sistema de transmisión ya que estos se utilizarán en el cálculo de las pérdidas del Sistema de Transmisión.



ANEXO A – Resolución AN No. 315-Elec de 25 de abril de 2014

(CVA.2.2.3) Para la semana en estudio, se tomarán en cuenta las restricciones que puedan producir los mantenimientos mayores programados.

(CVA.2.3) Precios de Combustibles.

(CVA.2.3.1) Para producir un pronóstico de los precios de combustible a utilizar en el horizonte del estudio, se utilizarán los pronósticos trimestrales que aparecen en la página WEB del "Energy Information Administration", del "Department of Energy" del gobierno de los Estados Unidos de América.

(CVA.2.3.2) A partir de los precios pronosticados en la mencionada página, se obtendrán índices de cambio de precios. Estos índices serán aplicados a los precios vigentes para pronosticar la evolución de los precios en el futuro. Este cálculo se debe realizar cada vez que cambie la mencionada página WEB, y cada vez que cambien los precios vigentes.

(CVA.2.4) Características de las Unidades Generadoras.

(CVA.2.4.1) Cada una de las unidades del sistema será modelada de acuerdo a las características de dichas unidades. Esta información debe ser suministrada por los respectivos participantes (NII3.2, NII3.8, NII3.9, NII3.10, MOM.1.43, MOM.1.44)

(CVA.2.4.2) El CND deberá mantener un registro que le permita calcular El Factor de Disponibilidad de Corto Plazo (ICP) utilizado por el modelo SDDP®. Este factor se refiere a la probabilidad que la unidad este indisponible en forma no programada. Es decir, al modelo se le suministrará toda la información conocida referente a la disponibilidad de las unidades. Aquella porción de la indisponibilidad de naturaleza aleatoria, que no puede ser representada explícitamente en el modelo, debe estar incluida en el ICP.

(CVA.2.4.2.1) Para cada unidad durante el primer año de operación comercial, se utilizará como ICP el número suministrado por el participante (NES.3.2 y NES.3.3 del Reglamento de Operación). El CND llevará un registro de la duración de las salidas no programadas de cada unidad nueva, así como de las indisponibilidades que se extendieron más allá de lo programado, desde el primer día de entrada en operación comercial de dicha unidad. En el caso que el valor suministrado por el participante difiera en 5 puntos porcentuales o más del resultado obtenido por el CND, se aplicará el valor calculado por el CND.

ANEXO A - Resolución AN No. 9315 -Elcc de 25 de abril de 2014



- (CVA.2.4.2.2) Para la determinación del ICP de las unidades de generación el CND deberá seguir el siguiente procedimiento:
- Se tomará como base el indicador definido en el (DIS.2.20) cumpliendo los procedimientos indicados en la Metodología para el Cálculo de la Disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad, más la reserva rodante.
 - El CND deberá actualizar los ICP mensualmente tomando los últimos doce (12) meses de datos históricos.
 - En el caso que los últimos doce (12) meses no se cuenten con datos para el cálculo del indicador definido en el (DIS.2.20), se utilizará el último valor demostrado.

(CVA.2.5) Disponibilidad de las Unidades Generadoras.

- (CVA.2.5.1) La disponibilidad de los generadores existentes se modelará para las siguientes 52 semanas de acuerdo a la información vigente del Plan de mantenimiento Preventivo Anual y de los planes tentativos de mantenimiento para el año siguiente según sea el caso.
- (CVA.2.5.2) La disponibilidad de unidades nuevas para las siguientes 52 semanas se tomará según el estudio de la actualización de la planificación de la operación, de acuerdo a lo establecido en el MOM.1.3 del Reglamento de Operación y el Procedimiento definido por el CND para la Inclusión de Nuevas Unidades al Despacho (PINUD).
- (CVA.2.5.3) Esta información se actualizará semanalmente para reflejar los cambios que se presenten por contingencias reales o solicitudes aprobadas de los participantes (NII.3.3, NII.3.12).
- (CVA.2.5.4) Se debe incluir en el modelo un pronóstico de importaciones, este pronóstico debe estar basado en la información que se tenga del comportamiento en semanas anteriores así como los registros históricos.
- (CVA.2.5.5) Se modelaran las ofertas de los autogeneradores y los co-generadores basándose en las ofertas y pronósticos recibidos así como el comportamiento de semanas anteriores y los registros históricos.

(CVA.2.6) Aportes Hidrológicos.

- (CVA.2.6.1) La Base de Datos histórica del aporte a las diferentes estaciones y plantas hidroeléctricas que se utilizan en el modelo de programación semanal proviene de los registros históricos que ha recopilado Hidrometeorología de ETESA (HIDROMET) a través de los años.



ANEXO A – Resolución AN No. 3315 -Elec de 25 de abril de 2014

HIDROMET deberá actualizar esta base de datos con la información del último año a más tardar el quince (15) de diciembre del siguiente año. Para las centrales de embalse con regulación mayor a una semana, HIDROMET actualizará esta base de datos semanalmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar los aportes utilizando los informes diarios de generación y/o balances hídricos de las centrales provistos por el Agente y certificados por HIDROMET. Los aportes para la semana en curso se tomarán de los informes diarios de generación.

- (CVA.2.6.2) El penúltimo día hábil de la semana de despacho, antes de las 10:00 h, se recibirá de HIDROMET los pronósticos de los aportes para las cuatro (4) semanas subsiguientes. El CND utilizará para la planificación de mediano plazo los pronósticos suministrados por HIDROMET.
- (CVA.2.6.3) En cumplimiento del artículo NII.3.9 del Reglamento de Operación, el penúltimo día hábil de la semana antes de las 10:00h se recibirá, de parte de los participantes productores hídricos, los pronósticos de los aportes para las siguientes cuatro (4) semanas. El participante respectivo deberá establecer a satisfacción del CND que se trata de pronósticos elaborados por una fuente idónea para realizar tales pronósticos. En ausencia de los pronósticos de HIDROMET, el CND utilizará estos pronósticos para la planificación de mediano plazo.
- (CVA.2.6.4) **Manejo Hidrológico.**
- (CVA.2.6.4.1) En el mes 12 de cada año HIDROMET entregará al CND su proyección hidrológica.
- (CVA.2.6.4.2) Ante un informe de un Evento Climático Extremo elaborado por HIDROMET y remitido al CND (el cual será remitido inmediatamente a todos los Agentes del Mercado), se aplicará para la Programación Semanal en la siguiente semana de despacho, el siguiente procedimiento.
- (CVA.2.6.4.2.1) Del informe el CND utilizará:
- El conjunto de años en la Base Histórica que mejor se aproxima a la condición esperada (años análogos).
 - El periodo estimado de duración del evento.
 - La forma señalada por HIDROMET, en cuanto a afectación por cuencas y sub-periodos respectivos.
- (CVA.2.6.4.2.2) Considerando los puntos anteriormente definidos en el (CVA.2.6.4.2.1), el CND calculará, para cada sub - periodo estimado de duración del evento los índices de afectación temporal para cada una de las centrales hidráulicas



ANEXO A – Resolución AN No. 7315 -Elec de 25 de April de 2014

involucradas, calculados como la relación entre los caudales de los años análogos entre los caudales del conjunto de base histórica. Estos índices se conocerán como Índice de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT).

- (CVA.2.6.4.2.3) Dichos índices representarán para cada sub – periodo, una reducción o aumento de aportes de caudales de la base hidrológica del SDDP para cada una de las unidades de generación hidráulica del SIN.
- (CVA.2.6.4.2.4) Estos IMIT serán aplicados a la base de datos hidrológica, con los cuales se generarán una serie de parámetros estadísticos de orden 1, utilizando el módulo hidrológico del SDDP (PAR). Dichos parámetros hidrológicos serán utilizados para crear la secuencia de caudales sintéticos, para los análisis de planeamiento operativo que realiza el CND.
- (CVA.2.6.4.2.5) Los parámetros se aplicarán solamente en los sub - periodos estimados de duración del evento previamente señalados por HIDROMET. Para el resto del periodo de análisis se utilizará el procedimiento ordinario utilizado en el planeamiento operativo con la base hidrológica sin afectación.
- (CVA.2.6.4.2.6) Este procedimiento se mantendrá hasta tanto HIDROMET señale el vencimiento del Evento Climático Extremo.

(CVA.2.7) Nivel de los Embalses.

- (CVA.2.7.1) Los niveles iniciales de los embalses que se utilizarán en el estudio se determinarán a partir de la situación real de niveles, la generación hidráulica programada y los pronósticos de aportes al momento del estudio. Para este propósito se utilizará el programa "Lagos" elaborado por el CND cuyo Manual se adjunta.

(CVA.3) Programación a Mediano Plazo.

(CVA.3.1) Cálculo de Política.

- (CVA.3.1.1) El primer paso en la programación semanal será la evaluación de la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objeto de estudio.
- (CVA.3.1.2) Esto se realizará el sexto día de la semana, utilizando el modelo SDDP®.

ANEXO A – Resolución AN No. 7315 Elec de 25 de Jul de 2014

- (CVA.3.1.3) Para tal efecto, habrá que actualizar la Base de Datos del estudio de acuerdo con lo señalado en la sección anterior (CVA.2)
- (CVA.3.1.4) La ejecución del modelo será con el propósito de determinar la política operativa óptima que minimice los costos de operación del sistema en un periodo de un año. Esta política queda expresada en la Función de Costo Futuro para la semana en estudio.
- (CVA.3.1.5) La corrida se hará con un horizonte de 156 semanas. Alternativamente se utilizará un horizonte de 52 semanas y dos años adicionales como amortiguamiento.
- (CVA.3.1.6) La ejecución será estocástica. El Modelo generará series sintéticas que permitirán evaluar la operación del sistema, a partir de las condiciones hidrológicas existentes, en una amplia gamma de escenarios hidrológicos, y así determinar la política óptima.
- (CVA.3.1.7) Atendiendo señalamientos de HIDROMET, ver CVA.2.6.4, se utilizarán los registros históricos que correspondan a la clase de año hidrológico que se espera.
- (CVA.3.1.8) La ejecución se realizará con 50 o más series "forward" para efectos de considerar la variabilidad climática. Para efectos de refinamiento de la función de costo futuro el número de series "backward" debe ser mayor o igual a 15. La tolerancia requerida será de 2 ó 1 número de desviaciones estándar, siempre asegurando que el programa ejecute la cantidad de iteraciones que garanticen la confiabilidad del abastecimiento.
1. El criterio a utilizar inicialmente será con 50 series "forward" y 25 series "backward", con una tolerancia de 2 número de desviaciones estándar.
 2. En caso de cambio a los criterios iniciales, éste deberá ser sustentado ante los Participantes del Mercado por el CND.
- (CVA.3.1.9) Se utilizará la tasa de descuento que señala la norma (MOM.1.18) del Reglamento de Operaciones
- (CVA.3.1.10) Para cada central hidroeléctrica, se utilizará la penalización por vertimiento mínimo. (0.001 kiloBalboas/hectómetro cúbico)
- (CVA.3.1.11) En los casos que es aplicable, se acordará con el Participante respectivo la penalidad por violación de caudal mínimo establecido en el Estudio de Impacto Ambiental aprobado para el proyecto. Cabe destacar que este valor de penalidad es solamente un parámetro que permite ajustar el modelo para evitar que se de la violación.



ANEXO A – Resolución AN No. 7315-Elec de 25 de abril de 2014

- (CVA.3.1.12) La energía no servida se modelará de acuerdo a las Reglas Comerciales (9.3) y a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR.15).
- (CVA.3.1.13) Se utilizará el ICP que se determinó en CVA.2.4.2 y no se utilizará el sorteo de fallas.
- (CVA.3.1.14) Se utilizará un requerimiento de Reserva Rodante de acuerdo a lo señalado en la Metodología Para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO).
- (CVA.3.1.15) Se le indicará al modelo que calcule las pérdidas eléctricas del sistema y que las utilice en el proceso de optimización.

(CVA.3.2) **Predespacho a Mediano Plazo.**

- (CVA.3.2.1) Una vez obtenida la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objetivo se procede a realizar un estudio de simulación para el mediano plazo.
- (CVA.3.2.2) El objeto de este estudio es producir un informe indicativo sobre el comportamiento futuro del mercado a mediano plazo.
- (CVA.3.2.3) Con este fin, se utilizará el modelo SDDP®, en esta ocasión en una simulación determinística.
- (CVA.3.2.4) Para los propósitos, se utilizará la misma base de datos que se utilizó en el estudio de mediano plazo descrito anteriormente (CVA.3.1), con los siguientes cambios:
 - (CVA.3.2.4.1) Los aportes hidrológicos para las primeras cuatro (4) semanas de la simulación serán el resultado de los pronósticos enviados por HIDROMET o en su defecto los pronósticos enviados y acordados con los participantes respectivos. De la quinta semana en adelante se utilizarán los caudales promedios resultantes del estudio de política (CVA.3.1.6).
 - (CVA.3.2.4.2) Para todos los embalses, las penalizaciones por vertimientos serán cero.
 - (CVA.3.2.4.3) Para los generadores, se incluirán los mantenimientos programados, y se utilizará la disponibilidad declarada por el participante, en consecuencia ICP se pondrá en cero.

A

ANEXO A – Resolución AN No. 3315 -Elec de 25 de abril de 2014



(CVA.3.3) **Resultados.**

- (CVA.3.3.1) El resultado "Preliminar" de estos estudios: Mediano Plazo estocástico y determinístico deben estar disponibles a las 15:00 horas del día 6, serán distribuido a los participantes conjuntamente con el Predespacho Semanal, la Base de Datos Estocástica, la Base de Datos determinística y la Base de Datos del Predespacho Semanal. Estos constituyen el Resultado Preliminar del desenvolvimiento del mercado a mediano plazo.



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 3322 -Elec

Panamá, 30 de abril 2014

“Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No.004-14 para considerar la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica: Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”.

EL ADMINISTRADOR GENERAL ENCARGADO,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional 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, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual regirá hasta el 30 de junio de 2014;
4. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
5. Que debido a lo anterior, y a las notas DME-093-14 de 21 de febrero de 2014 y CME-142-14 de 12 de febrero de 2014, las empresas de distribución eléctrica solicitan modificar la fórmula para el cálculo del costo permitido de generación, con el fin de que las medidas adoptadas por esta Autoridad Reguladora, relacionadas a medidas de emergencia o de mitigación (cuya finalidad es evitar medidas de racionamiento), no afecten el costo de pérdidas asumido por las empresas distribuidoras;
6. Que el artículo 12 del Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización, establece que esta Autoridad Reguladora someterá a participación ciudadana las propuestas de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización para recibir comentarios y observaciones;
7. Que el numeral 18 del artículo 20 del Reglamento de Distribución y Comercialización, establece entre las atribuciones de esta Autoridad Reguladora

30/04/2014



la de organizar las audiencias públicas que las leyes sectoriales ordenen o que la propia Autoridad considere, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Audiencia Pública No.004-14 para considerar la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública No.004-14, antes referida, que el **ANEXO A** de la presente Resolución contiene la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”.

TERCERO: COMUNICAR que a partir del día martes 6 al viernes 23 de mayo de 2014, estará disponible la “Propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones”, en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en la sección de Avisos, de la página web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos www.asep.gob.pa

CUARTO: COMUNICAR que la referida Audiencia Pública se llevará a cabo el 23 de mayo de 2014 a las 10:30 a.m., en las oficinas de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba.

QUINTO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Audiencia Pública No.004-14 que considerará “la Propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones”, el cual se describe a continuación:

PROCEDIMIENTO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No.004-14:

1. **Personas calificadas para presentar comentarios y/o exponer sus propuestas en la Audiencia Pública No.004-14:**
 - 1.1 Los representantes legales de los agentes de mercado, conforme hayan sido registrados en la ASEP, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
 - 1.2 Los representantes de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la ASEP para la obtención de una o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios públicos de electricidad.
 - 1.3 Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

Resolución AN N° 7322 -Elec
de 30 de abril de 2014
Página N° 3



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

2. Fecha y Horario de Inscripción y entrega de comentarios:

Requerirán inscripción quienes como expositores deseen participar en la Audiencia Pública No.004-14.

Las inscripciones y los comentarios deben ser entregados desde el **martes 6 de mayo hasta el viernes 21 de mayo de 2014**, en horario de 8:30 a.m. a 3:30 p.m.

Luego de finalizado el periodo de inscripción y entrega de comentarios, la ASEP levantará un acta donde constará el nombre de las personas que hayan presentado documentación.

3. Lugar de Inscripción y entrega de comentarios:

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario.
Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, Primer Piso.

4. Forma de Inscripción:

Mediante Formulario que estará disponible en la Dirección Nacional de Electricidad, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a partir del martes 6 de mayo al viernes 23 de mayo de 2014, en el lugar señalado en el punto anterior, al cual se adjuntará copia del documento de identificación personal de las personas naturales o de los representantes legales de las empresas, o el original del poder otorgado para su representatividad, según sea el caso.

5. Documentación que deben presentar los Expositores:

Exposición escrita de la charla que se presentará (original y una copia simple) y su correspondiente versión en formato digital el día de la Audiencia Pública No.004-14.

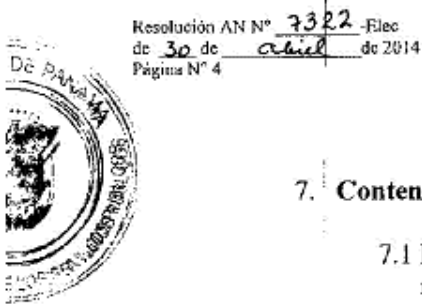
6. Forma de Entrega de los Comentarios:

6.1 En sobre cerrado, uno por cada participante.

6.2 El sobre con los comentarios para la propuesta en referencia, debe identificarse con la siguiente leyenda:

“AUDIENCIA PÚBLICA No.004-14 PARA LA MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5863 DE 17 DE FEBRERO DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES.”

6.3 Nombre, teléfonos, dirección física y electrónica del remitente.



Resolución AN N° 7322 -Elec
de 30 de abril de 2014
Página N° 4

7. Contenido de la Información:

- 7.1 Nota remisoria: Los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos a la ASEP mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 1 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.
- 7.2 En los comentarios debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública No.004-14.
- 7.3 Deberán acompañarse los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición, en caso de ser necesario.
- 7.4 Toda información debe presentarse en dos juegos 8 1/2 x 11 (un original y una copia) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente, deberá presentarse una copia digital en formato Word. Aquellos documentos que no se acompañen de la copia magnética no serán recibidos por la ASEP.

8. Disponibilidad de comentarios al público:

A medida que sean entregados los comentarios los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR EL DÍA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No.012-13:

1. Expositores:

Cualquier persona con derecho a exponer, siempre y cuando se haya inscrito dentro de los términos señalados. Todo aquel que concurra en representación de una o más personas naturales o jurídicas se limitará a una sola exposición.

2. Observadores:

La Audiencia Pública No.004-14 está abierta a todo aquel que desee asistir.

3. Orden de Participación de los Expositores:

En el orden que dictamine la ASEP, el cual se anunciará mediante Acta el día 23 de mayo del año 2014 en la Oficina de Asesoría Legal de la ASEP, en el Primer Piso del Edificio Office Park, ubicado en Vía España y Vía Fernández de Córdoba, ciudad de Panamá y se publicará en nuestra página Web.

4. Tiempo máximo permisible por participante:

15 minutos para su exposición.

5. Persona responsable de presidir la Audiencia Pública No.004-14:

La Administradora General de la ASEP o quien ésta designe.

[Handwritten signature and initials]



Resolución AN N° 1322 -Elec
de 30 de abril de 2014
Página N° 5

6. Registro de la Audiencia Pública No.004-14:

Grabación en audio.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

EDWIN CASTILLO G.
Administrador General, Encargado

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
Dado a los 30 días del mes de abril de 20 14

FIRMA AUTORIZADA



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No.7322 –Elec de 30 de abril de 2014



**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
MODIFICACIÓN PROPUESTA AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

I. Exposición de Motivos

Se presentan a consideración la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

La modificación a los artículos 57 y 106 obedece a la solicitud realizada por las empresas de distribución eléctrica mediante las notas DME-093-14 fechada 21 de febrero de 2014 y CME-142-14 de 12 de febrero de 2014, en cuanto a modificar la fórmula para el cálculo del costo permitido de generación, para que las medidas adoptadas por ASEP relacionadas a medidas de emergencia o de mitigación, cuya finalidad es evitar medidas de racionamiento, no afecten el costo de pérdidas asumido por las empresas, tales como:

- Cambio de los criterios en la definición de generación Obligada – el costo de la Generación Obligada por mitigación del riesgo de desabastecimiento se aplica a los participantes consumidores.
- Contratos para respaldo adicional al existente – la Secretaría de Energía ha recomendado a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) por seguridad de abastecimiento, la contratación de potencia térmica adicional de emergencia para el periodo de verano.
- Reconocimiento del costo de Autoabastecimiento para Clientes Regulados del Servicio Público de Electricidad y Grandes Clientes en periodos de Alerta de Racionamiento y los clientes del servicio eléctrico se vieron en la necesidad de utilizar plantas eléctricas de emergencia.

Con este propósito se segrega del componente de generación, para que los costos asociados a costos extraordinarios se identifiquen y cuantifiquen por separado.

También se ha modificado el artículo 106 en cuanto al desarrollo del procedimiento de actualización tarifaria de los cargos de generación, en el sentido de simplificar los cálculos para actualizar los cargos correspondientes a las horas de punta y a las horas fuera de punta.

Los artículos 126, 128 y 130 se modifican para eliminar las fechas específicas y dejar un calendario de referencia para los ajustes mensuales.



II. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTICULOS DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Donde dice:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
 - (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (vi) Menos los costos de Potencia energizados

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes (incluyendo para Grandes Clientes). Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.

- (i) Los costos a considerar en horas de punta son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía en horas de punta asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en horas de punta en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.

PK



- (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- (i.7) Costos de potencia energizados.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta resulta del cociente de estos costos y la energía comprada por la distribuidora en horas de punta.
- (iii) Los costos a considerar en horas fuera de punta son los siguientes:
 - (iii.1) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada de contratos iniciales.
 - (iii.2) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii.3) Costos por compras de energía en horas fuera de punta en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (iii.4) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (iii.5) Costos de potencia energizados.
- (iv) El componente de costo por energía en horas fuera de punta resulta del cociente de estos costos y la energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes.

Debe decir

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
 - (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
 - (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.

Col



(vi) Menos los costos de Potencia energizados

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes (incluyendo para Grandes Clientes). Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.

(i) Los costos a considerar son los siguientes:

- (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
- (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
- (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
- (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
- (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- (i.7) Costos de potencia energizados.

(ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^p$).

$$CEGP = \sum_1^7 Costos \times \%CR_p^p$$

(iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \%CR_p^p$).

$$CEGFP = \sum_1^7 Costos \times (1 - \%CR_p^p)$$

(iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.



- (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
- (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- (iv.2) El componente de costo por energía por restricciones resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{Total}$.

Donde dice:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i}^p = CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{p-Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}^p$ ó $CPOTGEN_{p,i}^p$: Cargo tarifario por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p,

$CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE}$ ó $CPOTGEN_{p,i}^{p-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p.



Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN^P$, será un cargo aplicado en kW o en kWh para las horas de punta (P) dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN^P$, y otro en kWh identificado como $CPOTGENE^P$, en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste. El $CPOTGENGC^P$, correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se actualizará con un factor de ajuste que sólo toma en cuenta el costo promedio por potencia de generación asociado a los Grandes Clientes y los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, el cual se detallará más adelante.

$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,j}^{P-BASE} = CPOTGEN_{p,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE}$ ó $CPOTGENE_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico_G_p^P$) por los kWh vendidos en horas de Punta (excluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados en Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en Punta en el semestre, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPM_p^{CR-BASE} = VE_p^P \times (Monómico_G_p^P)$$



$VE_{p,i}^p$: Ventas pronosticadas de energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) durante el semestre p .

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GPM_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos de generación totales en horas de punta permitidos a trasladar a las tarifas, se determinarán utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación en horas de punta para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este costo resulta de:

- (i) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (ii) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (iii) 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 de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (iv) Costos por compra de energía en hora de punta asociada de contratos iniciales: 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.
- (v) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (vi) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP 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.

- (vii) 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 que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (viii) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.
- (ix) La potencia y energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia y energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (x) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
- (xi) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (xii) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
- (xiii) Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.

$GP_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. 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. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:



$$GP_{p-1}^{CR\ BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \times FCP_i) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-1,i}^{P\ BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre $p-1$.

$CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre $p-1$ con los cargos BASE.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p .

$VE_{p,i}^P$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p .

$CENEGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre $p-1$ con los cargos BASE.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{P\ Correcc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{P-BASE}} \right)$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{CR-Correcc} = (GPR_{p-2}) \times (1+r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{m=1}^6 AM_m \times \left(\frac{r}{6} \right)$$



Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GPR_{p-1} = CGPR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times VR_{p-2,j}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}^{GC} \right) + \\ &SUM_{(i)=MONOTONARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times VR_{p-2,j} + VarxComb_i \times VR_{p-2,j}^e) + \\ &SUM_{(i)=MONOTONARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \times FCP_{p-2,j}^C + VarxComb_i \times VR_{p-2,j} \times FCP_{p-2,j}^C) \end{aligned} \right] + GPR_{p-1}$$

GPR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) en horas de Punta del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

GPR_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} &SUM(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,j}) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,j}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}^{GC} \right) + \\ &SUM_{(i)=MONOTONARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,j}^e) + \\ &SUM_{(i)=MONOTONARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,j} \times FCP_{p-2,j}^C) \end{aligned} \right] - \left[\begin{aligned} &SUM(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,j}) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,j}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}^{GC} \right) + \\ &SUM_{(i)=MONOTONARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,j}^e) + \\ &SUM_{(i)=MONOTONARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,j} \times FCP_{p-2,j}^C) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,j}^{P-Correcc}$ ó $CPOTGEN_{p-2,j}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CPOTGENGC_{p-2,j}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

Handwritten signature or mark.



$CENEGEN_{p-2,i}^{p-Correc}$: Cargo *Correc* por energía en punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre *p-2*.

GPR_{p-2}^C : Costo permitido Real de generación en horas de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora) y a las ventas reales en el semestre *p-2*. El costo permitido real de generación en horas de Punta es el resultado de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico_{G_{p-2}}^r$) por los kWh reales vendidos en horas de Punta (VR_{p-2}^p), ambos valores para el semestre *p-2*. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en Punta entre la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPR_{p-2}^C = VR_{p-2}^p \times (Monómico_{G_{p-2}}^p)$$

Para calcular VR_{p-2}^p es necesario tener en cuenta que la relación existente entre esta energía de Punta y la total vendida (VR_{p-2}) en *p-2* debe ser similar a la relación entre las energías compradas en punta CR_{p-2}^p y la total comprada CR_{p-2} en el mismo semestre. Por este motivo se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\%CR_{p-2}^p = \frac{CR_{p-2}^p}{CR_{p-2}}$$

$$VR_{p-2}^p = \%CR_{p-2}^p \times VR_{p-2}$$

$\%CR_{p-2}^p$: Valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre *p-2*.

CR_{p-2}^p : Energía realmente inyectada al sistema de la distribuidora en horas de Punta durante el semestre *p-2*, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

CR_{p-2} : Energía total que ha sido realmente inyectada al sistema de la distribuidora durante el semestre *p-2*, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria *i* para el semestre *p-2*, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de *p-2*. En el caso en que en la categoría tarifaria *i* el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE}$.



$CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre $p-2$ según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^P$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre $p-2$.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}$: Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre $p-2$.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre $p-2$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre $p-2$ según los cargos tarifarios BASE.

$FCP_{p-2,i}^C$: Valor del Factor de Consumo en Punta "Corregido" correspondiente a la categoría tarifaria i y el semestre $p-2$. Este nuevo Factor de Consumo en Punta para cada categoría tarifaria i permite conservar la coherencia entre la energía comprada durante las horas de punta y la vendida en este mismo intervalo de tiempo, manteniendo como diferencia las pérdidas. El cálculo de la corrección de este factor se realiza mediante las ecuaciones siguientes:

$$VRSM_{p-2}^P = VR_{p-2}^P - \sum_{\text{no-mediohoraria}} (VR_{p-2,i}^P)$$

$$FCVRS_{p-2}^P = \frac{VRSM_{p-2}^P}{\left(\sum_{\text{no-mediohoraria}} (VR_{p-2,i}^P \times FCP_i) \right)}$$

$$FCP_{p-2,i}^C = FCP_i \times FCVRS_{p-2}^P$$

$VRSM_{p-2}^P$: Ventas consideradas reales de energía en la punta (P) para las categorías tarifarias "sin" medición horaria durante el semestre $p-2$.

$FCVRS_{p-2}^P$: Factor de corrección de las ventas reales de energía en punta durante el semestre $p-2$ de las categorías tarifarias que "no" poseen medición horaria.

a) 1. Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se tendrán en cuenta



también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos por potencia de generación estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc.*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGENGC_{p,i}^p = CPOTGENGC_{p,i}^{p-BASE} + CPOTGENGC_{p,i}^{p-Correcc}$$

$CPOTGENGC_{p,i}^p$: Cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p.

$CPOTGENGC_{p,i}^{p-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p.

$CPOTGENGC_{p,i}^{p-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia, ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,i}^{p-BASE} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left(\frac{GPMGC_p^{CR-BASE}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPMGC_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación que le corresponden en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

En este caso, los costos por potencia de generación permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de la potencia de generación ($Costo_Promedio_Potencia_G_p$) por los kW de demanda de los Grandes Clientes a los



cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, ambos valores estimados para el semestre p . El costo promedio de potencia resulta de la división de los costos por potencia de generación pronosticados entre la demanda (kW) total de la distribuidora en los nodos de compra o entrega. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPMGC_p^{CR-BASE} = DMAXE_p^{GC} \times (\text{Costo_Promedio_Potencia_}G_p)$$

$DMAXE_p^{GC}$: Total de Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p .

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, demanda comprada y vendida) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GPMGC_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos por potencia de generación permitidos a trasladar a las tarifas de los Grandes Clientes, se determinarán utilizando el precio promedio por potencia de generación para atender a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este costo resulta de:

- (i) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (ii) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (iii) 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 de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (vi) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional, asociados a la potencia.



(vii) Menos los costos de Potencia energizados.

$GPGC_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación causados por ellos en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de demanda del semestre p y los cargos BASE por potencia del semestre p-1. 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. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GPGC_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i}^{GC} \right) \right]$$

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,i}^{p-Correcc} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left(\frac{GPMGC_p^{CR-Correcc}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GPMP_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPMGC_p^{CR-Correcc} = (GPRGC_{p-2}) \times (1+r)$$

$$GPRGC_{p-2} = CGPRGC_{p-2}^c - \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right] + GPRGC_{p-4}$$

$GPRGC_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre p-2 ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia.

$GPRGC_{p-4}$: Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos por potencia (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPRGC_{p-4} = \left\{ \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right] - \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right] \right\}$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{p-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.



$CGPRGC_{p-2}^C$: Costo permitido Real por potencia de generación calculado en base a los costos reales por potencia (facturados a la distribuidora) y a la demanda real en el semestre p-2. El costo permitido real por potencia de generación es el resultado de multiplicar el costo promedio por potencia de generación ($Costo_Promedio_Potencia_G_{p-2}$) por los kW reales de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio por potencia resulta de la división de los costos reales por potencia de generación entre la demanda real (kW) de la distribuidora en los nodos de compra o entrega en el semestre. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPRGC_{p-2}^C = DMAX_{p-2}^{GC} \times (Costo_Promedio_Potencia_G_{p-2})$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2.

$DMAX_{p-2}^{GC}$: Total de Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p-2.

b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre p y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

Adicional a la separación de los costos Generación en Punta y Fuera de Punta requerido en este RDC, las empresas de distribución presentarán en los formularios de actualización tarifaria un formulario que resuma todos los costos de generación (costos de punta agregados a los costos fuera de punta) y la energía total, detallado por contrato y tipo de costo.

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i.1) Cargo por energía en horas de Punta

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria i, se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$



$CENEGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p , se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(i.2) Cargo por energía en horas Fuera de Punta

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i , se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por



los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-1.

$GFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras. Los costos de generación en horas Fuera de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta (*Monómico* $_G_p^{FP}$) por los kWh vendidos en horas Fuera de Punta (incluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados para las horas Fuera de Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GFPM_p^{CR-BASE} = VE_p^{FP} \times (\text{Monómico } _G_p^{FP})$$

VE_p^{FP} : Ventas pronosticadas de energía en horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i, que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GFPM_p^{CR-BASE}$ se considerará lo siguiente: En cada semestre los costos de energía en horas 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 iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas Fuera de Punta.
- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: 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 que hayan sido autorizadas por la ASEP en horas Fuera de Punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- Costos de compra de potencia energizados: costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.

$GFP_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. 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. Se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GFP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\frac{\sum_{i \in \text{CATEGORIAS}} (CENEGEN_{p-1,i}^{FF-BASE} \times VE_{p,i}^{FF} + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i})}{\sum_{i \in \text{CATEGORIAS}} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \times (1 - FCP) + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i})} \right]$$

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, estimado al momento de calcular $GFP_{p-1}^{CR-BASE}$.

El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FF-Corrección} = CENEGEN_{p-1,i}^{FF-BASE} \times \left(\frac{GFP_{p,i}^{CR-Corrección}}{GFP_{p-1,i}^{CR-BASE}} \right)$$



$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFPM_p^{CR-Correcc} = (GFPR_{p-2}) \times (1+r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{m=1}^6 AM_m \times \left(\frac{r}{6}\right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GFPR_{p-2} = C \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_{i=MINHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \text{VarxComb} \times VR_{p-2,i}^{FP}}{\sum_{i=1}^{N_{i=MINHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \text{VarxComb} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C)} \right] + GFPR_{p-4}$$

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales, más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente), incluidos ingresos producidos por los cargos BASE por consumo de alumbrado público, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$GFPR_{p-4}$: Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GFPR_{p-4} = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_{i=MINHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \sum_{i=1}^{N_{i=MINHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right)}{\sum_{i=1}^{N_{i=MINHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_{i=1}^{N_{i=MINHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right)} \right]$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2.



$CENEGEN_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre $p-2$.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre $p-2$.

$CGFPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre $p-2$. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico_{G_{p-2}^{FP}}$) por los kWh reales vendidos en horas Fuera de Punta, ambos valores para el semestre $p-2$. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en horas Fuera de Punta por la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Resultará de la siguiente expresión:

$$CGFPR_{p-2}^C = (VR_{p-2} - VR_{p-2}^p) \times (Monómico_{G_{p-2}^{FP}})$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre $p-2$ según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^{FP}$: Venta real de energía en horas Fuera de Punta durante el semestre $p-2$ a todos los clientes de la categoría i con medición horaria.

$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i , calculado para el semestre $p-2$.

(ii) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correc}$$

$CENEGEN_{p,i}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p .



$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

Debe decir:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p , para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i}^P = CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}^P$ ó $CPOTGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p ,

SA



$CPO\text{TGEN}_{p,i}^{P-BASE}$ ó $CPO\text{TGENE}_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p.

Nota. Debe considerarse que el $CPO\text{TGEN}_{p,i}^{P}$ será un cargo aplicado en kW o en kWh para las horas de punta (P) dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPO\text{TGEN}_{p,i}^{P}$, y otro en kWh identificado como $CPO\text{TGENE}_{p,i}^{P}$, en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste. El $CPO\text{TGENGC}_{p,i}^{P}$, correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se actualizará con un factor de ajuste que sólo toma en cuenta el costo promedio por potencia de generación asociado a los Grandes Clientes y los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, el cual se detallará más adelante.

$CPO\text{TGEN}_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPO\text{TGEN}_{p,i}^{P-BASE} = CPO\text{TGEN}_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPO\text{TGEN}_{p-1,i}^{P-BASE}$ ó $CPO\text{TGENE}_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta

Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) por el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^P$).

$$GPM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} \times \%CR_{p-2}^P$$

$GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CGP_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extra por restricciones y otros ($CGR_p^{CR-BASE}$).



$$GM_p^{CR-BASE} = CGP_p^{CR-BASE} + UGR_p^{CR-BASE}$$

$$\%CR_{p-2}^p = \frac{CR_{p-2}^p}{CR_{p-2}}$$

$\%CR_{p-2}^p$: Valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2.

CR_{p-2}^p : Energía realmente inyectada al sistema de la distribuidora en horas de Punta durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

CR_{p-2} : Energía total que ha sido realmente inyectada al sistema de la distribuidora durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El costo de generación permitido ($CGP_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
 - (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
 - (1.3) 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 de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.



- (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
2. Costos por compra de energía:
- (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: 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.
- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP 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.
- (2.4) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
3. Costos del Mercado:
- (3.1) 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 que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.



- (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
- (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

El costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$GM_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GP_p \times VE_p$$

VE_p : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($\text{Monómico_}GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico } GP_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_p + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_p + \text{Costo_del_Mercado}_p}{\text{EnergíaComprada}_p}$$

El costo de generación extra por restricciones y otros ($CGR_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.



3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

El costo de generación por restricciones ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones ($\text{Monómico_}GR_p$) resulta de la división del costo de generación por restricciones pronosticado entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$\text{Monómico_}GR_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \sum \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p}{VE_p}$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$GP_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. 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. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_i \left(CPOTGENE_{p-1,i}^{p-BASE} \times VE_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ & \text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ & \text{SUM}_{\text{VI=MDHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{p-BASE} \times VE_{p,i} \right) + \\ & \text{SUM}_{\text{VI=MDNOHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \times FCP_i \right) \end{aligned} \right]$$



$CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre $p-1$.

$CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre $p-1$ con los cargos BASE.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p .

$VE_{p,j}^P$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p .

$CENEGEN_{p-1,j}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre $p-1$ con los cargos BASE.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,j}^{P-Correcc} = CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GPM_{p-1}^{CR-MB}} \right)$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{CR-Correcc} = (GPR_{p-2}) \times (1+r)^{-Int_{p-2}}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{n=1}^6 AM_n \times \left(\frac{r}{6} \right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario $p-2$ ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.



$$GPR_{p-2} = CGPR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_{(p-1) \rightarrow MINIMOSARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times VR_{p-2,i}^p + VarxComb_i \times VR_{p-2,i}^p) + \\ &SUM_{(p-1) \rightarrow MINIMOSARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C + VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

GPR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) en horas de Punta del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$CGPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido real de generación en horas de Punta es el resultado de multiplicar el costo total real de generación (CGR_{p-2}^C) por el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^p$).

$$CGPR_{p-2}^C = CGR_{p-2}^C \times \%CR_{p-2}^p$$

CGR_{p-2}^C : Los costos totales de generación reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real ($CGPR_{p-2}^C$) más el costo de generación real extra por restricciones y otros ($CGRR_{p-2}^C$).

$$CGR_{p-2}^C = CGPR_{p-2}^C + CGRR_{p-2}^C$$

El costo de generación permitido real ($CGPR_{p-2}^C$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGPR_{p-2}^C = Monómico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de



generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico } GR_{p-2} = \frac{\text{Costos de Compra de Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos de Compra de Energía}_{p-2} + \text{Costo del Mercado}_{p-2}}{\text{Energía Comprada}_{p-2}}$$

El costo de generación real por restricciones ($CGRR_{p-2}^C$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2}^C = \text{Monómico } GRR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones ($\text{Monómico } GRR_{p-2}$) resulta de la división del costo de generación real por restricciones entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

$$\text{Monómico } GRR_{p-2} = \frac{\text{Costos de Compra de Potencia que ASEP determine}_{p-2} + \sum \text{Costos de Autoabastecimiento}_{p-2} + \text{Sobrecostos por Generación Obligated}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que en la categoría tarifaria i el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPOTGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^P$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}$: Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

274



$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i}^{GC}$ Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$FCP_{p-2,i}^C$: Valor del Factor de Consumo en Punta “Corregido” correspondiente a la categoría tarifaria i y el semestre p-2. Este nuevo Factor de Consumo en Punta para cada categoría tarifaria i permite conservar la coherencia entre la energía comprada durante las horas de punta y la vendida en este mismo intervalo de tiempo, manteniendo como diferencia las pérdidas. El cálculo de la corrección de este factor se realiza mediante las ecuaciones siguientes:

$$VRSM_{p-2}^P = VR_{p-2}^P - SUM_{(PI=MD)HORARIA}(VR_{p-2,i}^P)$$

$$FCVRS_{p-2}^P = \frac{VRSM_{p-2}^P}{(SUM_{(PI=MD)HORARIA}(VR_{p-2,i}^P \times FCP_i))}$$

$$FCP_{p-2,i}^C = FCP_i \times FCVRS_{p-2}^P$$

Para calcular VR_{p-2}^P es necesario tener en cuenta que la relación existente entre esta energía de Punta y la total vendida (VR_{p-2}) en p-2 debe ser similar a la relación entre las energías compradas en punta CR_{p-2}^P y la total comprada CR_{p-2} en el mismo semestre. Por este motivo se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\%CR_{p-2}^P = \frac{CR_{p-2}^P}{CR_{p-2}}$$

$$VR_{p-2}^P = \%CR_{p-2}^P \times VR_{p-2}$$

$VRSM_{p-2}^P$: Ventas consideradas reales de energía en la punta (P) para las categorías tarifarias “sin” medición horaria durante el semestre p-2.

$FCVRS_{p-2}^P$: Factor de corrección de las ventas reales de energía en punta durante el semestre p-2 de las categorías tarifarias que “no” poseen medición horaria.

GPR_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos



referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-1} = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) - \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VF_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}) \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{SUM}(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P) + \\ \text{SUM}_{i=1}^6 (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C) \end{array} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ ó $CPOTGENE_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-2.

b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre p y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i.1) Cargo por energía en horas de Punta

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria i, se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$



$CENEGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p , se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(i.2) Cargo por energía en horas Fuera de Punta

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i , se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .



$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-1.

$GFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras. Los costos de generación en horas Fuera de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) por uno menos el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^p$).

$$GFPM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} \times (1 - \%CR_{p-2}^p)$$

$GFPM_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. 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. Se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GFPM_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\frac{\sum_{(i=1 \rightarrow 10)(k=1)} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p-1,i}^{FP} + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{FP}) + \sum_{(i=1 \rightarrow 10)(k=1)} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-1,i}^{FP} \times (1 - FCP) + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{FP})}{\sum_{(i=1 \rightarrow 10)(k=1)} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p-1,i}^{FP} + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{FP}) + \sum_{(i=1 \rightarrow 10)(k=1)} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-1,i}^{FP} \times (1 - FCP) + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{FP})} \right]$$

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, estimado al momento de calcular $GFPM_{p-1}^{CR-BASE}$.



El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,j}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFPM_p^{CR-Correcc} = (GFPR_{p-2}) \times (1+r)^1 \cdot Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{m=1}^6 AM_m \times \left(\frac{r}{6} \right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2, ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GFPR_{p-2} = CGFPR_{p-2}^C - \left[\frac{\begin{matrix} SUM_{VI=AGENCIARIA} \left(CENEGEN_{p-2,j}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,j}^{FP} + CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \right) \\ + VarxComb \times VR_{p-2,j}^{FP} \end{matrix}}{\begin{matrix} SUM_{VI=AGENCIARIA} \left(CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \times (1-FCP_{p-1}^C) + CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \right) \\ + VarxComb \times VR_{p-2,j} \times (1-FCP_{p-2}^C) \end{matrix}} \right] + GFPR_{p-4}$$

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales, más los ingresos producidos por los cargos Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente), incluidos ingresos producidos por los cargos BASE por consumo de alumbrado público, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGFPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total real de generación (CGR_{p-2}^C) por uno menos el



valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^p$)

$$CGFPR_{p-2}^C = CGR_{p-2}^C \times (1 - \%CR_{p-2}^p)$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^{FP}$: Venta real de energía en horas Fuera de Punta durante el semestre p-2 a todos los clientes de la categoría i con medición horaria.

$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2.

$GFPR_{p-2,i}$: Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GFPR_{p-2,i} = \left[\frac{\sum_{(i)-MEDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \sum_{(i)-MEDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCI_{p-2,i}) - CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i})}{\sum_{(i)-MEDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \sum_{(i)-MEDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCI_{p-2,i}) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i})} \right]$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

(ii) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:



$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos por potencia de generación estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGENGC_{p,i}^P = CPOTGENGC_{p,i}^{P-BASE} + CPOTGENGC_{p,i}^{P-Correcc}$$

ff



$CPOTGENGC_{p,j}^P$: Cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p .

$CPOTGENGC_{p,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p .

$CPOTGENGC_{p,j}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia, ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,j}^{P-BASE} = CPOTGENGC_{p-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPMGC_p^{CR-BASE}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGENGC_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre $p-1$.

$GPMGC_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación que le corresponden en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de compras.

En este caso, los costos por potencia de generación permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de la potencia de generación (*Costo_Promedio_Potencia_G_p*) por los kW de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, ambos valores estimados para el semestre p . El costo promedio de potencia resulta de la división de los costos por potencia de generación pronosticados entre la demanda (kW) total de la distribuidora en los nodos de compra o entrega. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPMGC_p^{CR-BASE} = DMAXE_p^{GC} \times (\text{Costo Promedio Potencia } G_p)$$

$DMAXE_p^{GC}$: Total de Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p .



Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, demanda comprada y vendida) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GPMPGC_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos por potencia de generación permitidos a trasladar a las tarifas de los Grandes Clientes, se determinarán utilizando el precio promedio por potencia de generación para atender a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este costo resulta de:

- (iii) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (iv) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (v) 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 de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (vi) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (vii) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (viii) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional, asociados a la potencia.
- (ix) Menos los costos de Potencia energizados.

$GPGC_p^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación causados por ellos en el semestre p , calculado



a partir de las estimaciones de demanda del semestre p y los cargos BASE por potencia del semestre $p-1$. 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. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GPGC_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i}^{GC} \right) \right]$$

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,i}^{P-Correcc} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPMGC_p^{CR-Correcc}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GPMGC_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPMGC_p^{CR-Correcc} = (GPRGC_{p-2}) \times (1+r)$$

$$GPRGC_{p-2} = CGPRGC_{p-2}^C - \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right] + GPRGC_{p-4}$$

$GPRGC_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) del semestre $p-2$, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre $p-2$ ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia.

$GPRGC_{p-4}$: Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos por potencia (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$, ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPRGC_{p-4} = \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right] - \left[\text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right]$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre $p-2$.



$CGPRGC_{p-2}^C$: Costo permitido Real por potencia de generación calculado en base a los costos reales por potencia (facturados a la distribuidora) y a la demanda real en el semestre p-2. El costo permitido real por potencia de generación es el resultado de multiplicar el costo promedio por potencia de generación ($Costo_Promedio_Potencia_G_{p-2}$) por los kW reales de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia), ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio por potencia resulta de la división de los costos reales por potencia de generación entre la demanda real (kW) de la distribuidora en los nodos de compra o entrega en el semestre. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPRGC_{p-2}^C = DMAX_{p-2}^{GC} \times (Costo_Promedio_Potencia_G_{p-2})$$

$CPOTGENGC_{p-2,t}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2.

$DMAX_{p-2}^{GC}$: Total de Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p-2.

Donde dice:

Artículo 126 A partir de julio de 2010 hasta junio de 2014, el cargo por Variación por Combustible se actualizará mensualmente conforme al siguiente calendario:

- (i) En julio y agosto 2010 se actualizan los costos de mayo de 2010.
- (ii) En agosto y septiembre 2010 se actualizan los costos de junio de 2010.
- (iii) En septiembre y octubre de 2010 se actualizan los costos de julio de 2010.
- (iv) En octubre y noviembre de 2010 se actualizan los costos de agosto de 2010.
- (v) En noviembre y diciembre de 2010 se actualizan los costos de septiembre de 2010.
- (vi) En diciembre de 2010 se actualizan los costos de octubre de 2010; y así sucesivamente para cada semestre.

Debe decir:

Artículo 126 A partir de julio de 2014, el cargo por Variación por Combustible se actualizará mensualmente conforme al siguiente calendario:

- (i) En julio y agosto se actualizan los costos de mayo.
- (ii) En agosto y septiembre se actualizan los costos de junio.
- (iii) En septiembre y octubre se actualizan los costos de julio.
- (iv) En octubre y noviembre se actualizan los costos de agosto.
- (v) En noviembre y diciembre se actualizan los costos de septiembre.
- (vi) En diciembre se actualizan los costos de octubre; y así sucesivamente para cada semestre.

Ry



Donde dice:

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

- a) La Tarifa original actualizada para los semestres de julio a diciembre de 2010, enero a junio 2011, julio a diciembre 2011, enero a junio 2012, julio a diciembre 2012, enero a junio 2013, julio a diciembre 2013, enero a junio 2014, se mantiene.
- b) La ASEP podrá disponer mediante Resolución una redistribución distinta de los meses a recuperar el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de incrementos o decrementos de costos significativos así lo amerite.

Debe decir:

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

- c) La Tarifa original actualizada para los semestres de julio a diciembre y enero a junio de cada año, se mantiene.
- d) La ASEP podrá disponer mediante Resolución una redistribución distinta de los meses a recuperar el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de incrementos o decrementos de costos significativos así lo amerite.

Donde dice:

Artículo 130 Para establecer el cargo por efecto de variación del precio del combustible, denominado "Variación por Combustible" se determina el monto requerido adicional por efecto de las variaciones de costos entre la tarifa vigente y la que resultaría con los ajustes respectivos, como sigue:

$IT_{i,m-1}^{p-restante}$: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa vigente para cada categoría tarifaria i para el periodo "p-restante". En la última actualización mensual de cada semestre, el "p-restante" corresponderá solamente ese mes.

$IT_{i,m}^{p-restante}$: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa para cada categoría tarifaria i con los cargos actualizados para el mes "m" con la metodología establecida en el artículo 138 para el periodo "p-restante". En la última actualización mensual de cada semestre, el "p-restante" corresponderá solamente ese mes.

Valor que se recuperará en el mes m será: $(IT_{i,m}^{p-restante} - IT_{i,m-1}^{p-restante})$

Se calcula el cargo promedio para cada categoría tarifaria i , expresado en B/. por kWh, así:

Cargo por Variación por Combustible: $(IT_{i,m}^{p-restante} - IT_{i,m-1}^{p-restante}) / Venta_i (kWh)$

SA



Donde la $Venta_i$ (kWh) "p-restante" corresponde a la proyección presentada cuando se estimó el periodo p para cubrir el periodo "p-restante".

Este cargo se incluirá en el detalle de las facturas que se emitan a partir del 1° de julio de 2010 hasta el 30 de junio de 2014 y se aplicará a la venta de energía facturada en kWh al cliente.

El cargo en la factura será el acumulado, es decir que reflejará la suma de los cargos por Variación por Combustible (el calculado el mes anterior y el del mes) cuando corresponda. Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de julio, al igual que en el mes de enero. En el mes de agosto la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para julio y el calculado para agosto, en el mes de septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.

Debe decir:

Artículo 130 Para establecer el cargo por efecto de variación del precio del combustible, denominado "Variación por Combustible" se determina el monto requerido adicional por efecto de las variaciones de costos entre la tarifa vigente y la que resultaría con los ajustes respectivos, como sigue:

$IT_{i,m-1}$ "p-restante": Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa vigente para cada categoría tarifaria i para el periodo "p-restante". En la última actualización mensual de cada semestre, el "p-restante" corresponderá solamente ese mes.

$IT_{i,m}$ "p-restante": Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa para cada categoría tarifaria i con los cargos actualizados para el mes "m" con la metodología establecida en el artículo 138 para el periodo "p-restante". En la última actualización mensual de cada semestre, el "p-restante" corresponderá solamente ese mes.

Valor que se recuperará en el mes m será: $(IT_{i,m}$ "p-restante" - $IT_{i,m-1}$ "p-restante")

Se calcula el cargo promedio para cada categoría tarifaria i , expresado en B/. por kWh, así:

Cargo por Variación por Combustible: $(IT_{i,m}$ "p-restante" - $IT_{i,m-1}$ "p-restante") / $Venta_i$ (kWh) "p-restante"

Donde la $Venta_i$ (kWh) "p-restante" corresponde a la proyección presentada cuando se estimó el periodo p para cubrir el periodo "p-restante".

Este cargo se incluirá en el detalle de las facturas que se emitan a partir del 1° de julio de 2014 y se aplicará a la venta de energía facturada en kWh al cliente.

El cargo en la factura será el acumulado, es decir que reflejará la suma de los cargos por Variación por Combustible (el calculado el mes anterior y el del mes) cuando corresponda. Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de

AC



julio, al igual que en el mes de enero. En el mes de agosto la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para julio y el calculado para agosto, en el mes de septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.

Handwritten signature or initials.

MUNICIPIO DE CHITRÉ
PROVINCIA DE HERRERA

Consejo Municipal De Chitré

ACUERDO MUNICIPAL No. 10
(Del 27 de marzo de 2014)

“Por el cual se aprueba la adjudicación de los lotes de terrenos ubicados en los Corregimientos de La Arena, Llano Bonito, Monagrillo y San Juan Bautista, del Distrito de Chitré, Provincia de Herrera y se faculta al Alcalde del Distrito de Chitré para firmar las Resoluciones de Adjudicación a favor de sus ocupantes.”

**EL HONORABLE CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHITRÉ,
EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y,**

CONSIDERANDO:

Que este Consejo Municipal del Distrito de Chitré, por mandato legal debe velar por el cumplimiento específico de los fines señalados en el Artículo 230 de la Constitución Nacional, referente al desarrollo social y económico de su población.

Que la Nación, representada por el Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales, traspasó a título gratuito, a favor del Municipio de Chitré, un (1) globo de terreno baldío Nacional ubicados en los Corregimientos de La Arena, Llano Bonito, Monagrillo y San Juan Bautista, Distrito de Chitré, Provincia de Herrera, mediante la Escritura Pública número Seiscientos Diecinueve (619) de Primero (01) de Julio (07) de Mil Novecientos Noventa y Dos (1992).

Que el Municipio de Chitré, en beneficio del desarrollo social y económico de las Comunidades de La Arena, Llano Bonito, Monagrillo y San Juan Bautista, y en cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Acuerdo Municipal N° 3 de 18 de Marzo de 2009, mediante los cuales se reglamenta el procedimiento de Adjudicación para los lotes de terreno, en base a la metodología única del Programa Nacional de

Administración de Tierras (PRONAT), y el Convenio de Cooperación y Ejecución suscrito entre el Ministerio de Economía y Finanzas y el Municipio de Chitré a fin de llevar a cabo el proceso de catastro y titulación masiva en todo el Distrito de Chitré considera necesario aprobar la adjudicación de los lotes de terreno solicitados al Municipio de Chitré a favor de cada uno de los ocupantes, según consta en las fichas catastrales urbanas de la Dirección de Catastro y Bienes Patrimoniales del Ministerio de Economía y Finanzas.

Que resulta conveniente, a objeto de que no haya dudas sobre el propósito de dicho Acuerdo Municipal, modificar ciertos aspectos del mismo con el fin de dejar saldadas todas las dudas que pudieran surgir sobre la Interpretación de éste.

Que este Consejo Municipal mediante Acuerdo Municipal N° 4 del 18 de Marzo de 2009, fija el precio de los lotes de terrenos que hayan sido identificados conforme al proceso de lotificación, medición y catastro realizado en el Distrito de Chitré, y mediante el Acuerdo Municipal N° 3 de 18 de enero de 2012, tipifica que dicho precio se mantiene vigente por periodos de tiempo que podrán ir de dos (2) años a seis (6) años.

ACUERDA:

Artículo 1. Aprobar, como en efecto se aprueba, la adjudicación de lotes de terreno, a favor de las siguientes personas

1er. NOMBRE	1er. APELLIDO	2do. APELLIDO	APELLIDO DE CASADA	CÉDULA	CÉD. CATASTRAL	AREA	PRECIO TOTAL
ALEJANDRO		VILLARREAL	RODRIGUEZ	6-58-997	4139402360419	81.99	245.97
DIOSA		CORRALES	DE MITRE	7-113-57	4139402370299	339.80	169.90
NINFA	SAAVEDRA	VERGARA	DE CASTILLO Y OTROS	6-23-591	4139402350141	110.45	165.68
MARTIN	ALEXANDES	QUINTERO	CEDEÑO	6-67-905	4139401540265	115.79	57.90
PEDRO		CASTILLO	TEJADA	7-92-1036	4139402370300	339.45	169.73
JOSE	LUIS	SANCHEZ	PIMENTEL	6-710-1027	4139407130188	168.69	84.45
CARMEN	CECILIA	GONZALEZ	DE BATISTA	7-58-891	4139402440483	708.69	35.43
MIGUEL	ANTONIO	CEDEÑO	VILLARREAL	6-37-634	4139402350348	225.76	677.28
MAGALY	RAMONA	TELLO	RIOS Y OTROS	6-53-486	4139402430083	366.03	366.03
SIDIA	SILENIS	SAUCEDO	DE ESCRIBANO Y OTRO	6-80-7	4139402280284	168.27	84.14
JOSE	MARIA	VEGA	DELGADO	6-41-1113	4139402510302	425.34	1278.02
ABEL RUTILIO	POVEDA	AGRIEL		7-58-936	4139401550032	901.96	901.96
ATANACIO	QUINTERO	QUINTERO		6-80-288	4139401540224	215.62	107.61
YAMILKA SAYIRA	CENTELIA	GONZALES		6-58-1815	4139402520575	59.37	178.11

Artículo 2. Establecer, como en efecto se establece, que todo adjudicatario que adquiera a título oneroso tierras municipales cuyo

valor este entre Un (B/.1.00) balboa a Noventa y Nueve (B/99.00) balboas tendrá un plazo máximo de dos (2) años para cancelar el precio del lote de terreno, y el adjudicatario que adquiera a título oneroso tierras municipales cuyo valor sea de Cien (B/ 100.00) balboas en adelante tendrá un plazo máximo de seis (6) años para cancelar el predio del lote de terreno, según esta fijado por el Acuerdo Municipal N° 13 de 8 de abril de 2011, reformado por el Acuerdo Municipal N° 3 de 18 de enero de 2012, de lo contrario se mantendrá la marginal en el Registro Público a favor del Municipio de Chitré.

Artículo 3. Facultar, como en efecto se faculta, al Presidente del Consejo del Distrito de Chitré, para que en nombre y representación del Municipio de Chitré firme las Resoluciones de Adjudicación a favor de los ocupantes, debidamente certificada por el Secretario del Consejo Municipal, con el debido refrendo del Alcalde del Municipio de Chitré. El Secretario del Consejo Municipal certificará la autenticidad de las firmas con base en una copia autenticada de la respectiva resolución, la cual se inscribirá en el Registro Público de Panamá.

Artículo 4. Establecer, como en efecto se establece, que el presente Acuerdo Municipal se publicará en lugar visible de la Secretaría del Consejo Municipal por diez (10) días calendarios y por una sola vez en Gaceta Oficial, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley N° 106 de 8 octubre de 1973.

Artículo 5. Establecer, como en efecto se establece, que las adjudicaciones aprobadas por el presente Acuerdo Municipal están exentas del pago de cualquier tasa, impuesto o derecho adicional al precio o valor del lote de terreno.

Artículo 6. Este Acuerdo Municipal empezará a regir a partir de su promulgación.

Dado Y Firmado en el Salón de Sesiones del Honorable Consejo Municipal del Distrito de Chitré a los veintisiete días del mes de marzo del año dos mil catorce.


H.C. Carlos Rodríguez Vega.
Presidente


Orys Vega de Correa
Secretaría General



REPÚBLICA DE PANAMÁ
PROVINCIA DE HERRERA
ALCALDÍA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE CHITRÉ

Chitré, 02 Abril de dos mil catorce (2014).

SANCIÓN No.010 -S.E.

VISTOS:

Apruébese en todas sus partes el Acuerdo Municipal No.10 del veintisiete (27) de marzo de dos mil catorce (2014) POR EL CUAL SE APRUEBA LA ADJUDICACION DE LOS LOTES DE TERRENOS UBICADOS EN LOS CORREGIMIENTOS DE LA ARENA, LLANO BONITO, MONAGRILLO Y SAN JUAN BAUTISTA DEL DISTRITO DE CHITRÉ, PROVINCIA DE HERRERA Y SE FACULTA AL ALCALDE DEL DISTRITO DE CHITRÉ PARA FIRMAR LAS RESOLUCIONES DE ADJUDICACION A FAVOR DE SUS OCUPANTES.

Remítase Acuerdo, debidamente revisado y sancionado al Despacho de origen.

Cúmplase,


H.A. MANUEL MARÍA SOLÍS ÁVILA
Alcalde de Chitré




Vielka Quintero
Secretaría Ejecutiva

AVISOS

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **SMART GAMES, INC.**, inscrita a Ficha 714093, Documento 1852957 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1852957-1-714093-2012-329828, cuya razón comercial es **LUCKY DRAGON** ubicada en la provincia de Bocas del Toro, Changuinola, Edificio Castilla, Hacia Aeropuerto de Changuinola, local No. 1,2 y 3, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la sociedad **WIN GAMES CORP.**, inscrita a ficha 653564, Documento 1531574 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412828. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **GR COMERCIAL, S.A.**, inscrita a Ficha 735619, Documento 1972144 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1972144-1-735619-2012-355494, cuya razón comercial es **777 BUGALU PLAY, WIN & DANCE**, ubicada en la provincia de Panamá, Rio Abajo, calle 7ma .y 8va, Vía España, local 2 y 2A, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la sociedad **AB ENTERTAINMENT.**, inscrita a Ficha 707908, Documento 1814605 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412822. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **M COMERCIAL, S.A.**, inscrita a Ficha 624666, Documento 1383371 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1383371-1-624666-2010-220398, cuya razón comercial es **BAR LA SUERTE**, ubicada en la Provincia de Los Santos, Distrito de Las Tablas, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **AB ENTERTAINMENT**, inscrita a Ficha 707908, Documento 1814605 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412823. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **M COMERCIAL, S.A.**, inscrita a Ficha 624666, Documento 1383371 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1383371-1-624666-2010-213206, cuya razón comercial es **BAR 4 REINAS**, ubicada en la Provincia de Chiriquí, Bugaba, La Concepcion, avenida Centenario, Edificio Venecia, planta baja, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **AB ENTERTAINMENT**, inscrita a Ficha 707908, Documento 1814605 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412824. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **M COMERCIAL, S.A.**, inscrita a Ficha 624666, Documento 1383371 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1383371-1-624666-2010-216189 cuya razón comercial es **LAS VEGAS BAR, GRILL & MAQUINITAS**, ubicada en la Provincia de Chiriquí, Paso Canoas, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **AB ENTERTAINMENT**, inscrita a Ficha 707908, Documento 1814605 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412825. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **VIP GAMING CORP.**, inscrita a Ficha 714103, Documento 1852969 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1852969-1-714103-2011-250008, cuya razón comercial es **BAR 4 ASES**, ubicada en la Provincia de Arraijan, Burunga, centro comercial Xtra, Vía Interamericana, locales 28, 29 y 30, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **WIN GAMES CORP.**, inscrita a Ficha 653564, Documento 1531574 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412819. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **VIP GAMING CORP.**, inscrita a Ficha 714103, Documento 1852969 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones

1852969-1-714103-2011-250008, cuya razón comercial es **THE TOWN - 4 KINGS.**, ubicada en la Provincia de Colón, Barrio Sur, Avenida Balboa, calle 9na., Edificio Correos Nacionales, local, 1-2, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **WIN GAMES CORP.**, inscrita a Ficha 653564, Documento 1531574 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412820. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **SMART GAMES, INC.**, inscrita a Ficha 714093, Documento 1852957 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1852957-1-714093-2012-329828, cuya razón comercial es **EL TESORO.** Ubicada en la Provincia de Coclé, Antón, Avenida principal y Avenida cuarta (4ta.) con calle sexta (6ta), que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **WIN GAMES CORP.**, inscrita a Ficha 653564, Documento 1531574 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412830. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **GR COMERCIAL, S.A.**, inscrita a Ficha 735619, Documento 1972144 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1972144-1-735619-2012-350396, cuya razón comercial es **BUGALU PLAY WIN & DANCE**, ubicada en la Provincia de Panamá, Betania, Urbanización Los Ángeles, Edificio Cacali, apartamento No. 3 que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **AB ENTERTAINMENT**, inscrita a Ficha 707908, Documento 18144605 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412821. Segunda Publicación.

AVISO AL PÚBLICO Panamá, 14 de abril de 2014. Para dar cumplimiento al Artículo 777, del Código de Comercio, Yo **CESAR RIVERA**, varón, panameño, soltero, mayor de edad, portador de cédula de identidad personal número 4-88-476, en mi calidad de Presidente y Representante Legal de la sociedad **M COMERCIAL, S.A.**, inscrita a Ficha 624666, Documento 1383371 de la Sección de Mercantil del Registro Público, propietaria del Aviso de Operaciones 1383371-1-624666-2010-244985, cuya razón comercial es **SALA DE ENTRETENIMIENTO LA FORTUNA**, ubicada en la Provincia de Los Santos, calle José Vallarino, Intersección con la carretera Nacional, que se dedica a la actividad de: sala de entretenimiento y máquinas tragamonedas, actividad secundaria expendio de bebidas alcohólicas en envase abierto; hago constar que se ha Traspasado el negocio y todos los derechos inherentes al mismo a la Sociedad **AB ENTERTAINMENT**, inscrita a Ficha 707908, Documento 1814605 de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 201-412827. Segunda Publicación.

EDICTOS

REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N° 095-ANATI-2014

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): LUCIA DEL CARMEN GONZALEZ MARTINEZ DE MOHINANI

Vecino (a) de EL CANGREJO corregimiento: BELLA VISTA del Distrito de PANAMA Provincia de PANAMA Portador de la cédula de Identidad personal N° E-8-60990 ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° 8-5-341-2011 del 19 de MAYO de 2011 según plano aprobado N° B04-03-24296 la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicables con una superficie total de 0 HAS + 7194.96 M2 propiedad de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras.

El terreno está ubicado en la localidad de LLANO GRANDE Corregimiento BUENOS AIRES Distrito de CHAME Provincia de PANAMA comprendida dentro de los siguientes linderos

NORTE: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR LUIS ANTONIO CAJAR BRAVO, TERRENO NACIONAL OCUPADO POR JOAQUIN MORAN GUZMAN.

SUR: CAMINO DE 10.00 MTS A BUENOS AIRES INTERCEPTA CARRETERA BEJUCO-SORA.

ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR SERGIO MORAN, JOAQUIN MORAN GUZMAN.

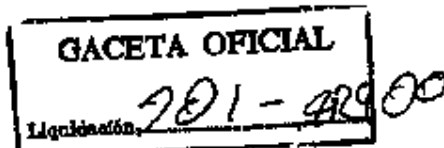
OESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR ALEX ALFREDO SEGUNDO MORAN.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de CHAME a corregiduría de BUENOS AIRES del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 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 2014.

Firma: Elba de Jaén
Nombre: SRA. ELBA DE JAEN
Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Lucia Jaén
Nombre: SRA. LUCIA JAEN
Funcionario Sustanciador



EDICTO No. 326

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO.

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER
QUE EL SEÑOR (A) ANA RAQUEL DOMINGUEZ REINA, mujer, panameña,
Mayor de edad, Soltera, residente en la Barriada Estancia
Las Mendosa, casa No.166, celular No.6666-4521, portadora de
la cedula de identidad personal No.8-783-954...

En su propio nombre 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 19A NORTE de la Barriada EL TORNO
Corregimiento BARRIO COLON donde HAY CASA
distingue con el número _____ y cuyo linderos y medidas
son los siguiente:

- NORTE: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194
PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 33.283 MTS
- SUR: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194
PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 29.031 MTS
- ESTE: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194
PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 18.546 MTS
- OESTE: CALLE 19 B NORTE CON. 18.989 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO QUINIENTOS SETENTA Y NUEVE METROS CUADRADOS
CON CINCUENTA Y SIETE DECIMETROS CUADRADOS (579.57 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A. del 6 de marzo de 1969.
se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el de DIEZ (10) días.
para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.

Entréguese senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez

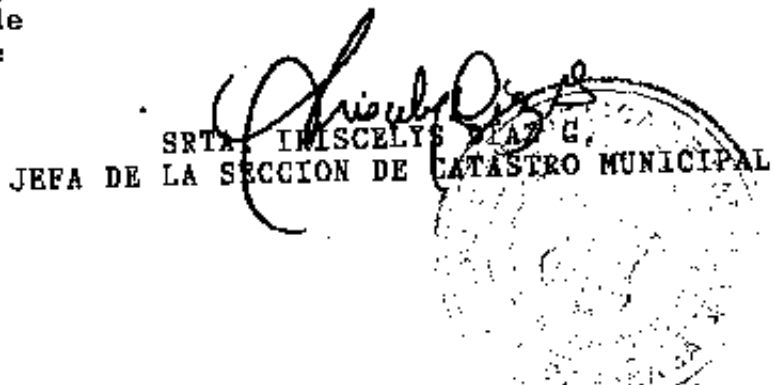
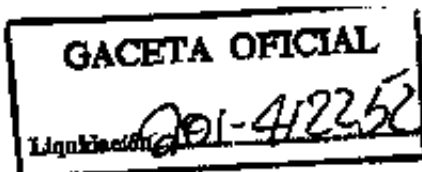
En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera 10 de abril de dos mil catorce

ALCALDE: (fdo.) SR. TENISTOCLES JAVIER HERRERA

JEFE DE LA SECCION DE CATASTRO. (fdo.) SRTA. IRISCELYS DIAZ G.

Es fiel copia de su original
La Chorrera, diez (10) de
abril de dos mil catorce



REPUBLICA DE PANAMA

**REGION N°7 CHEPO.
EDICTO N° 8-7- 96-14.**

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierra, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

Que el Señor (a) **YARENIS LISETH FRIAS PERALTA** Vecino de **HIGUERONAL** corregimiento de **TORTI** del Distrito de **CHEPO**, Provincia de **PANAMA** Portadores de la cédula de Identidad personal N° **8-848-2133** respectivamente, han solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierra mediante solicitud N° **8-7-242-12** del **19 DE JULIO** de **2012**, según plano aprobado N° **805-08-24213 DE 10 DE ENERO DE 2014** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra Nacional adjudicable con una superficie total de **0Haa +927.32m²** que forman parte de la Propiedad de la AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACION DE TIERRA.

El terreno esta ubicado en la localidad de **HIGUERONAL** Corregimiento **TORTI** Distrito de **CHEPO**, Provincia de **PANAMA**, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR EDWIN UREÑA.

SUR: 50.00 MTS. DE DISTANCIA A LA RODADURA DE SAFALTO HACIA DARIEN Y HACIA PANAMA.

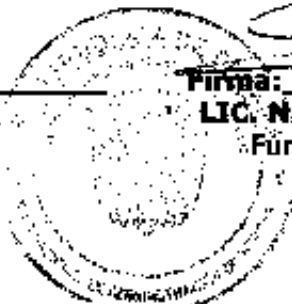
ESTE: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR CARLOS ALBERTO JIMENEZ.

OESTE: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR ALEXIS DELGADO.

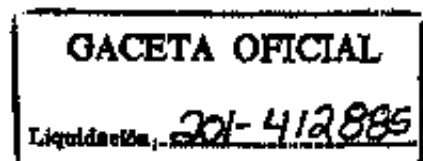
Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **CHEPO** o en la corregiduría de **TORTI** y copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en **CHEPO** a los **9** días del mes de **ABRIL** de **2014**.

Firma: 
SRA. MISDALIS MONTENEGRO
Secretaria Ad - Hoc.



Firma: 
LIC. NELSON GRATACOS
Funcionario Sustanciador



REPUBLICA DE PANAMA

REGION N°7 CHEPO.
EDICTO N° 8-7- 109-14.

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierra, en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

Que el Señor XIOMARA EDITH MALDONADO JIMENEZ Vecino de IPETI corregimiento de TORTI del Distrito de CHEPO, Provincia de PANAMA Portadores de la cédula de identidad personal N°8-373-86 respectivamente, han solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierra mediante solicitud N° 8-7-619-2011 del 24 DE JUNIO de 2011, según plano aprobado N° 805-08-24302 DE 28 DE MARZO DE 2014 la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra Nacional adjudicable con una superficie total de 40Has ±7.057.78m2 que forman parte de la Propiedad de la AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACION DE TIERRA.

El terreno esta ubicado en la localidad de CHARCO RICO Corregimiento TORTI Distrito de CHEPO, Provincia de PANAMA, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: TERRENO OCUPADOS POR ESTEBAN DOMINGUEZ, QDA. SIN NOMBRE, SERVIDUMBRE DE 5.00 MTS.

SUR: TERRENO OCUPADOS POR EULALIO CASTILLO.

ESTE: TERRENO OCUPADOS POR XIOMARA EDITH MALDONADO JIMENEZ.

OESTE: TERRENO OCUPADOS POR XIOMARA EDITH MALDONADO JIMENEZ.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de CHEPO, o en la corregiduría de TORTI y copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 de la Ley 37 de 21 septiembre 1962. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en CHEPO a los 28 días del mes de ABRIL de 2014.

Firma: _____
SRA. MIGDALIS MONTENEGRO
 Secretaria Ad - Hoc.

Firma: _____
LIC. NELSON GRATACOS
 Funcionario Sustanciador

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-412886



ADMINISTRACION REGIONAL
PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO

EDICTO-ANATI-CHANG-0175-13

El Administrador Regional de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la Provincia de Bocas del Toro

HACE SABER:

Que el señor (a) **BETY STEVENSON MIRANDA**, residente en Festival del Banano, Distrito de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro. Portador de la cedula de identidad personal N° 1-18-2373, ha solicitado ante la Administración Regional de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), mediante solicitud 1-0050-12 del, 16 de Abril del 2012, la adjudicación a título oneroso de una parcela de Tierras Baldías Nacionales de 0HA+0,256.85M², ubicado en la localidad del Festival del Banano, Corregimiento de El Empalme, Distrito de Changuinola. Comprendida según plano 102-08-245B del 12 de Noviembre de 2012, dentro de los siguientes linderos generales:

Norte: Evelina Arauz y Elizabeth Vanega, vereda de 4.0m.

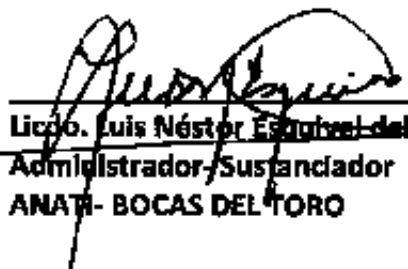
Sur: Onella Santo.

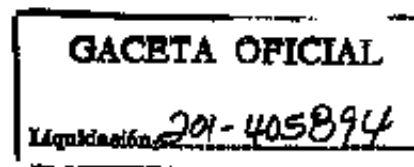
Este: Elizabeth Vanega y Javier Valdez.

Oeste: Evelina Arauz.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía o Corregiduría del lugar donde está ubicado el terreno, y copia del mismo se entregaran al interesado para que lo haga publicar en los órganos de publicidad correspondiente, tal como lo ordena el artículo 108 de la Ley 37 de 23 de septiembre de 1962. Este edicto tendrá una vigencia de quince (15) días hábiles a partir de la última publicación.

Dado en Changuinola, a los Diecinueve (19) días del mes de Noviembre de 2013.


Licdo. Luis Néstor Esquivel del Cid
Administrador-Sustancador
ANATI- BOCAS DEL TORO



REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N° 034-ANATI-2014

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público,

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): **VERONICA DE LEON DE COLTERYAHN**
 Vedno (a) de **LOS RIOS** corregimiento: **PANAMA** del Distrito de **PANAMA** Provincia de **PANAMA** Portador de la cédula de Identidad personal N° **9-100-1756** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° **B-5-075-2007** del **9 DE FEBRERO DE 2007** según plano aprobado N° **809-03-23748** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicables con una superficie total de **0 HAS + 1228.00 M2** propiedad de la Autoridad Nacional de Administración de Tierra.

El terreno está ubicado en la localidad de **LLANO REDONDO** Corregimiento **EL HIGO** Distrito de **SAN CARLOS** Provincia de **PANAMA** comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR SATURNINO SANCHEZ,

SUR: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR ABRAHAM BERNAL.

ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR SATURNINO SANCHEZ.

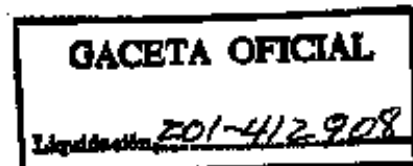
OESTE: CALLE PRINCIPAL DE TOSCA DE 15.00 MTS HACIA EL COPE HACIA CARRETERA INTERAMERICANA.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **SAN CARLOS** o en la corregiduría de **EL HIGO** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en CAPIRA, a los **18** días del mes de **FEBRERO** de **2014**

Firma: Elba de Jaén
 Nombre: SRA. ELBA DE JAEN
 Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Lucía Jaén
 Nombre: SRA. LUCÍA JAEN
 Funcionario Sustanciador



EDICTO No. 391

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA. EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER QUE EL SEÑOR (A) GLORIELA ALONSO DE GRACIA Y LOIS BELTRAN MORISO ALONSO, panameño, mayores de edad, residente en Maos, La Pasa, No 1, celular No.6669-0632, portadores de la cedula de identidad personal No.8-235-1940 y 8-856-1854.....

En su propio nombre en representación de SUS PROPIAS PERSONAS 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 LA DORADILLA de la Barriada LOS MAOS Corregimiento GUADALUPE donde MAX CASA distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

- NORTE: FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 34.07 MTS
- SUR: FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 33.13 MTS
- ESTE: FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 9.93 MTS
- OESTE: CALLE LA DORADILLA CON. 10.04 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO TRASCIENTOS TREINTA Y CUATRO METROS CUADRADOS CON SETENTA Y TRES DECIMETROS CUADRADOS (334.73 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.

Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez

En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

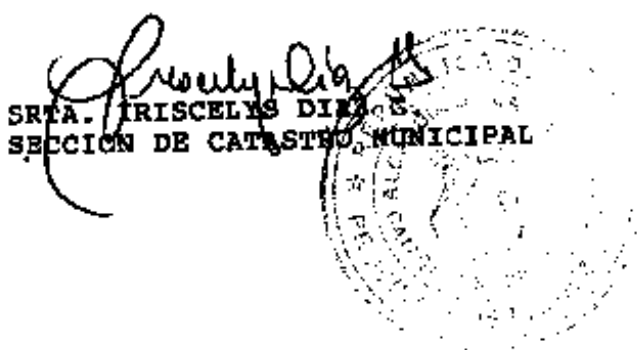
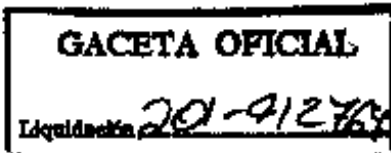
La Chorrera 19 de marzo de dos mil catorce

ALCALDE: (fdo.) **SR. TENISTOCLES JAVIER HERRERA**

JEFE DE LA SECCION DE CATASTRO: (fdo.) **SRA. TRISCELYS DIAZ G.**

Es fiel copia de su original La Chorrera, diecinueve (19) de marzo de dos mil catorce

SRA. TRISCELYS DIAZ G.
JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL



REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N° 066-ANATI-2014

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá al público,

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a): **CECILIA ITZEL DO SANTO AGUIRRE** Vecino (a) de **VILLA SOBERANA** corregimiento: **BETHANIA** del Distrito de **PANAMA** Provincia de **PANAMA** Portador de la cédula de Identidad personal N° **8-788-1084** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° **8-5-375-2012** del **20** de **JULIO** de **2012** según plano aprobado N° **801-03-24210** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicables con una superficie total de **2 HAS + 3451.21 M2** propiedad de La Autoridad Nacional De Administración De Tierras.

El terreno esta ubicado en la localidad de **LOS GUABITOS** Corregimiento **NUEVO EMPERADOR** Distrito de **ARRAJIAN** Provincia de **PANAMA** comprendida dentro de los siguientes linderos

NORTE: QUEBRADA FLECHA, QUEBRADA GUABITO.

SUR: CAMINO DE TOSCA DE 10.00 MTS A NUEVO EMPERADOR.

ESTE: QUEBRADA GUABITO, QUEBRADA FLECHA.

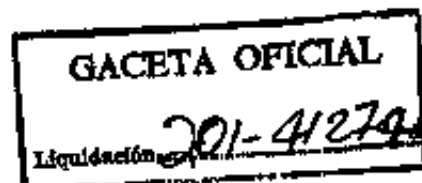
OESTE: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR FELIZ ORTEGA BONILLA.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **ARRAJIAN** o en la corregiduría de **NUEVO EMPERADOR** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en CAPIRA, a los 28 días del mes de Marzo de 2014.

Firma: Elba de Jaen
Nombre: SRA. ELBA DE JAEN
Secretaria Ad - Hoc.

Firma: Lucia Jaen
Nombre: SRA. LUCIA JAEN
Funcionario Sustanciador



ANATI
 AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN DE TIERRAS
 REPUBLICA DE PANAMÁ
 AUTORIDAD NACIONAL DE ADMINISTRACION DE TIERRAS
 DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION
 ANATI, CHIRIQUI

EDICTO N°.045-2014

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Chiriquí al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a) JORGE RAUL FONSECA SANCHEZ Y OTRA Vecino (a) de SAN MATEO Corregimiento de DAVID del Distrito de DAVID provincia de CHIRIQUI Portador de la cédula de Identidad personal No. 4-742-923 ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° 4-0535 según plano aprobado N° 405-10-24178 la adjudicación del título oneroso de una parcela de Tierra Baldía Nacional adjudicable con una superficie total de 0 HÁS. + 0.800.03 M².

El terreno está ubicado en la localidad de SAN JUAN DEL TEJAR Corregimiento de SAN PABLO VIEJO Distrito de DAVID Provincia de CHIRIQUI comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: CARRETERA HACIA SAN CARLOS Y HACIA AGUACATAL

SUR: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR BONIFACIO LEZCANO

ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR GEMINIS VARGAS

OESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADOS POR BONIFACIO LEZCANO

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de DAVID o en la Corregiduría SAN PABLO VIEJO copias del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena la Ley 37 de 1962. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en DAVID a los 27 días del mes de MARZO de 2014

Firma:

Mitzila Farrugia
 Nombre: **MITZILA FARRUGIA**
 Secretaria Ad - Hoc.

Firma:

Fabio Franceschi
 Nombre: **LICDO. FABIO FRANCESCHI**
 Funcionario Sustanciador

