

Comisión de Regulación de Energía y Gas

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 049 DE 2018

(abril 16)

por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 004 de 2003, que establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos números 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013,

CONSIDERANDO QUE:

La Ley 143 de 1994, artículo 20, definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

Para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994, artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entre otras, las funciones de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera; promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo; valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente; definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía; y determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.

De acuerdo con lo establecido en el literal c) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 y el numeral i) del artículo 23 de la Ley 143 del mismo año, le corresponde a la CREG establecer el Reglamento de Operación, para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista.

La Ley 142 de 1994, en su artículo 23, numeral 3, fijó la siguiente política en cuanto al intercambio internacional de electricidad: “La obtención en el exterior de agua, gas combustible, energía o acceso a redes, para beneficio de usuarios en Colombia, no estará sujeta a restricciones ni a contribución alguna arancelaria o de otra naturaleza, ni a permisos administrativos distintos de los que se apliquen a actividades internas de la misma clase, pero sí a las normas cambiarias y fiscales comunes”.

La Ley 143 de 1994, en su artículo 34, asignó al Centro Nacional de Despacho (CND), las siguientes funciones:

“(…)

- b) Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;
- c) Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional;
- d) Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional (...).

La Comisión Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, adoptó el 19 de diciembre de 2002, la Decisión CAN-536 denominada “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”.

La Comisión de la Comunidad Andina expidió la Decisión número 757 “Sobre la Vigencia de la Decisión 536 - Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual establece los lineamientos generales para viabilizar las transacciones de electricidad entre Colombia, Ecuador y Perú y en sus Anexos establece el régimen transitorio aplicable a las transacciones de energía entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y entre Ecuador y Perú (Anexo II).

La CREG mediante la Resolución CREG 004 de 2003, estableció la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE), como parte del Reglamento de Operación.

La CREG y la Agencia de Regulación y Control de Electricidad de Ecuador (Arconel) han llevado a cabo reuniones bilaterales, enmarcadas dentro de los compromisos definidos en la Declaración Presidencial del V Gabinete Binacional Colombia-Ecuador, en donde se estableció la voluntad de las partes en avanzar desde el punto de vista normativo y regulatorio en los esquemas de contratación a mediano y largo plazo, para la compra-venta de energía entre agentes de ambos países.

En las reuniones de trabajo CREG-Arconel se estableció que con el fin de lograr el compromiso mencionado anteriormente, y como primer paso, se requiere hacer ajustes al esquema de transacciones de corto plazo, que apunten a una optimización en el uso del enlace internacional y, por ende, se alcance una mayor integración entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador.

En este contexto Arconel y la CREG identificaron una serie de elementos susceptibles de mejora en el actual esquema de TIE, que permitirían un mayor volumen de transacciones entre los países. En este sentido, se acordó adoptar un criterio uniforme para determinar los componentes del Precio de Oferta en cada Nodo Exportación (PONE), así como en la regla de activación de la TIE. Adicionalmente, se diseñó un nuevo criterio para la determinación del umbral de activación.

En cuanto al criterio para la definición de los elementos que conforman el PONE se determinó que se deben incluir todos aquellos cargos que son imputables a la producción de energía y que sean necesarios para la exportación. Por su parte, se determinó que en la fórmula de activación de las TIE se incluyan en la oferta del otro país, todos los cargos que deben pagar los consumidores locales.

En cuanto a las modificaciones al umbral de activación, que corresponde a la diferencia de precios que debe registrarse en el momento de comparación entre el PONE y el precio de importación, que actualmente se encuentra en el 8%; se identificó que si bien es un mecanismo que mitiga el riesgo de activar importaciones que *ex post* no resultarían económicamente provechosas para el país importador, también restringe importaciones que a la postre reducirían el costo de producción de energía; por lo que es necesario balancear los dos costos imputables a las anteriores situaciones.

Para la modificación del umbral de activación, Arconel se comprometió a hacer los ajustes regulatorios necesarios para que el precio PONE que entrega diariamente su operador al CND (XM) sea vinculante, lo que implica que a futuro el precio ofertado no variará entre el momento de hacer la oferta y el momento de hacer la liquidación, con lo que el riesgo que pretende cubrir el umbral de activación se reduce notablemente.

Con el mismo objetivo, la CREG diseñó una metodología para calcular mensualmente un umbral óptimo de activación de la TIE, teniendo en cuenta el costo total estimado de los posibles errores que se cometen por el hecho de tener un umbral. El primero, corresponde al error de incluir importaciones que no son provechosas *ex post* (i.e. porque el precio de importación colombiano se redujo). El segundo, sería el error de exclusión, es decir, de no haber realizado una importación, que *ex post* hubiese sido provechosa (i.e. porque el precio de importación colombiano se aumentó). El umbral que se fija mensualmente busca minimizar el costo total de los dos errores.

La CREG aprobó en diciembre de 2017 la Resolución CREG 200 de 2017, en la cual se publican para consulta los cambios regulatorios al esquema de TIE referidos, así como el Documento CREG 114 de 2017 en donde se explica la motivación y la sustentación de los cambios propuestos. Dicha resolución se publicó el 5 de febrero de 2018 y su periodo de comentarios finalizó el 26 de febrero de 2018.

Durante el periodo de consulta se radicaron en la CREG los comentarios que se listan a continuación con el respectivo número de consecutivo: Acolgen E-2018-001653; XM E-2018-001663; Empresa de Energía de Bogotá E-2018-001664; Emgesa E-2018-001675; Codensa E-2018-001875; Isagen E-2018-002111.

El análisis y respuesta a estos comentarios, así como el análisis que sustenta las medidas adoptadas en esta resolución se encuentra en el Documento CREG 042 de 2018. Adicionalmente, en el mencionado documento se encuentra el cuestionario del que trata el Decreto número 2897 de 2010, cuyo resultado permite señalar que no es necesario informar este acto a la Superintendencia de Industria y Comercio, por cuanto se evaluó que no tiene incidencia sobre la libre competencia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 848 del 16 de abril de 2018, acordó expedir la presente resolución,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Modificación del artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003.* El artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 160 de 2009, quedará así:

“Artículo 5°. Determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación - Curva de Escalones PONE_{QX,i}.

Para efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE), el Centro Nacional de Despacho (CND), estimará horariamente una curva escalonada de precios de oferta en cada nodo frontera para exportación, Curva de Escalones PONE_{QX,i}.

Esta curva reflejará un precio por cada valor QX, igual al precio de bolsa sin incluir el Costo de Energía Equivalente (CEE), que se obtiene al ejecutar el proceso de optimización para cubrir la energía adicional, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional.

Cada escalón $PONE_{QX,i}$ de la curva deberá incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo frontera de exportación, como se definen en la presente resolución. Cada escalón $PONE_{QX,i}$ de la curva, se construye de la siguiente manera: $PONE_{QXi} = \text{Precio Bolsa } TIE_{QX} - CEE + \text{Costo de Restricciones del Enlace } e_{QXi} + \text{Cargos de Uso STN } e + \text{Cargos Uso STR } e_i + \text{Cargos CND ASIC } e_{QX} + \text{Costo Pérdidas STN } e_{QXi} + \text{Costo Pérdidas STR } e_{QXi}$ Donde: $PONE_{QXi}$: Precio de oferta en cada nodo de frontera para exportación para la cantidad QX en el enlace internacional i. Precio Bolsa TIE_{QX}: Para la determinación del Precio Bolsa TIE_{QX}, el CND, encontrará un despacho ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, para cada valor QX adicional a la demanda total doméstica, hasta la capacidad máxima de exportación, según lo establecido en la Resolución CREG 024 de 1995, con condiciones estimadas por el CND para las variables a utilizar, así: i) Cada valor QX adicional a la demanda total doméstica. ii) Características técnicas de los recursos de generación. iii) Disponibilidad, precio de oferta y precios de arranque-parada declarados por los generadores térmicos, o aquellos precios y/o disponibilidades resultantes de las modificaciones a los mismos, establecidas en la regulación vigente. El Precio Bolsa TIE_{QX} corresponderá al precio de bolsa del anterior programa de despacho ideal, para cada QX incremental, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh). CEE: Costo equivalente en energía expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh). Costo de Restricciones del Enlace e_{QXi}: Costo estimado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) de la energía generada por restricciones del SIN, asociada con la exportación a través del enlace internacional i, para la oferta de exportación QX, calculado conforme al procedimiento desarrollado en el Anexo 4, considerando en forma independiente cada uno de los enlaces internacionales. Cargos de Uso STN e: Costo estimado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, informados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) al CND; que corresponden al último valor calculado para el Cargo por Uso del STN. Cargos Uso STR e_i: Costo en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) estimado de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional, informados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) al CND; que corresponden al último valor calculado para el Cargo por Uso de STR, para el enlace internacional i.	Cargos CND ASIC e_{QX}: Costo estimado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) de los servicios por CND y ASIC asociados con una demanda QX, informados por el ASIC al CND. Costo Pérdidas STN e_{QXi}: Costo estimado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), correspondiente al promedio de las pérdidas de energía horarias del STN calculadas por el ASIC, asignadas al enlace internacional i, en proporción a una demanda QX. Este costo será estimado por el ASIC con información histórica. Costo Pérdidas STR e_{QXi}: Costo estimado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), correspondiente a las pérdidas de energía horarias del STR, resultantes de la aplicación del factor de pérdidas del Nivel de Tensión del Operador de Red al cual se conecte el enlace internacional para referir la exportación al nivel de tensión de 230 kV, según la regulación vigente, asignadas al enlace internacional i, en proporción a una demanda QX. Este costo será estimado por el ASIC con información histórica. Parágrafo 1º. Para asegurar que se mantenga el orden del despacho, el CND verificará que la curva de precio de oferta en cada nodo frontera para exportación sea monótonicamente creciente, y de no cumplirse esta condición, se tomará como precio de oferta en cada nodo frontera para exportación, el valor correspondiente al escalón inmediatamente anterior. La curva de precio de oferta en cada nodo frontera para exportación deberá estar expresada en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, por megavatios hora (USD/MWh), para tal fin el CND, empleará la Tasa Representativa de Mercado (TCRM), del día inmediatamente anterior al cual se realiza el despacho programado, o la última TCRM vigente, publicada por la Superintendencia Financiera. Parágrafo 2º. Hasta junio 30 de 2003, el número máximo de incrementos de cantidades QX a considerar en la curva de precio de oferta en cada nodo frontera para exportación, será igual a tres (3), donde el último incremento corresponderá al valor remanente para llegar a la capacidad máxima de exportación del sistema. A partir de julio 1º de 2003 y hasta finalizar el periodo de transición el número máximo de incrementos de cantidades QX será sin limitaciones. Sin perjuicio de lo anterior la CREG revisará durante el periodo de transición el número máximo de incrementos a considerar. Para determinar la variable Precio Bolsa TIE_{QX} el CND podrá usar el predespacho ideal, según el Anexo 2 de la Resolución CREG 062 de 2000, y podrá considerar las características técnicas de los recursos de generación”. Artículo 2º. Modificación del artículo 6º de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 6º de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 092 de 2008, quedará así: “Artículo 6º. Determinación del precio máximo de importación. Para efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE), el Centro Nacional de Despacho (CND), estimará diariamente el precio máximo de importación, encontrando el precio marginal horario de un despacho ideal para cubrir la Demanda Total Doméstica, sin incluir exportaciones a través de los enlaces internacionales.
Donde: PI_{hi}: Precio máximo de importación para la hora h del enlace i Precio Bolsa e_h: Precio marginal de la hora h de un despacho ideal para cubrir la Demanda Total Doméstica, Parágrafo. El precio máximo de importación deberá estar expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, por megavatios hora (USD/MWh), para lo cual el CND, empleará la tasa representativa del mercado (TCRM) del día inmediatamente anterior al cual se realiza el despacho programado, o la última TCRM vigente, publicada por la Superintendencia Financiera”. Artículo 3º. Modificación del artículo 7º de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 7º de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 096 de 2008, quedará así: “Artículo 7º. Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE). Para la realización del despacho económico coordinado, para determinar las TIE, se deberán ejecutar los siguientes pasos: Paso 1. El Centro Nacional de Despacho (CND), diariamente deberá poner a disposición de los operadores de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente resolución, y antes de las 13:00 horas, la curva horaria de precios de oferta en el nodo frontera para exportación, y el precio máximo de importación, con el fin de que estos sean considerados dentro del proceso de despacho económico coordinado, para determinar las TIE, a través de los enlaces internacionales entre dichos sistemas. Paso 2. Entre las 13:00 y las 13:05, el CND considerará la información suministrada por los otros operadores, y mediante un procedimiento automático, determinará la activación o no de una Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo (TIE), comparando el precio máximo de importación y la Curva de precios de oferta en el nodo frontera para exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de estos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano y el correspondiente Costo Equivalente en Energía, CEE. La expresión a utilizar en este paso es la siguiente: $\left[\frac{PI_h - (PONE_{QXEi} + CEE + \text{CargosG})}{PONE_{QXEi} + CEE + \text{Cargos G}} \right] * 100 > \text{Umbral}_m$ Donde: PI_h: Precio máximo de importación colombiano para la hora h. $PONE_{QXEi}$: Precio de oferta en cada nodo frontera para exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera. CEE: Costo equivalente en energía	CargosG: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la generación de Colombia. Umbral_m: Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el precio máximo de importación, que se utilizará en el mes m para decidir una importación a través de las TIE. El valor del umbral se definirá según la metodología del Anexo 6 de la presente resolución. El ASIC informará a la CREG, a más tardar el día veinte (20) calendario de cada mes, los valores estimados de cada una de las variables involucradas en el cálculo del umbral, así como los resultados de aplicar la metodología de cálculo del umbral del mes anterior. Una TIE de importación se activa si se cumple la desigualdad anterior y si el ASIC ha informado al CND, que se han constituido las garantías exigidas en la presente resolución. En el caso de una solicitud de una TIE de exportación desde Colombia por parte de un operador de otro país, ésta se activa si el ASIC ha informado al CND, que se dispone de las garantías exigidas en la presente resolución. Paso 3. Si se activa una TIE, el CND, entre las 13:05 y las 13:35 horas, realizará un despacho programado, conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 062 de 2000, o aquellas que la modifiquen, adicionen o complementen; tomando como un recurso de generación, los $PONE_{QXEi}$ más el Costo Equivalente en energía, (CEE), más los CargosG, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los CargosG corresponden en la actualidad a los costos derivados de los siguientes conceptos: i) servicios CND, SIC y AGC, y ii) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). Los cargos CND-SIC se calcularán a prorrata de la capacidad máxima del enlace internacional, y el AGC, se estimará a prorrata de las holguras asignadas a la generación. (Anexo 5). A las 13:35, informará a los otros operadores la cantidad dispuesta a importar. Paso 4. Entre las 13:35 y las 14:05 horas, utilizando las declaraciones de precios y cantidades programados para importar por Colombia, y los nuevos precios y cantidades programados para importar desde Colombia reportados por los otros operadores al CND. Se llevará a cabo un nuevo despacho programado. Paso 5. Entre las 14:05 y las 14:15 horas, el CND deberá informar a los demás operadores y recibir de estos, los programas de importación y exportación respectivamente, los cuales deberán ser confirmados, modificados o rechazados antes de finalizar este periodo, considerando esta nueva información, y aplicando la regla de comparación establecida en el Paso 2. Si como resultado del Paso 5 se presentan variaciones en las declaraciones de importación reportadas en el Paso 3, por parte de los otros operadores, el CND procederá a realizar el despacho programado con dichos ajustes. Este despacho deberá ser informado a los operadores de los otros sistemas, y a los agentes participantes a más tardar a las 14:45 horas. Parágrafo 1º. Los procedimientos y medios de intercambio de información, serán establecidos dentro del Acuerdo Operativo, suscrito por el CND y cada uno de los operadores de los otros países. Parágrafo 2º. En los casos para los cuales la información definida en el presente artículo no sea suministrada en los términos aquí establecidos, el CND no procederá a la

programación de exportaciones o importaciones de electricidad de corto plazo, dentro del proceso de despacho programado o redespacho. Parágrafo 3°. En caso de presentarse un empate entre los precios considerados en los despachos programados en el proceso de despacho económico coordinado, el CND, aplicará un criterio aleatorio igual al aplicado para el despacho programado, como regla de desempate. Parágrafo 4°. El CND podrá modificar los horarios establecidos para llevar a cabo los procesos de despacho económico coordinado establecidos en este artículo, siempre y cuando no se supere la hora fijada para su finalización (14:45 horas). Parágrafo 5°. Ante una contingencia o cambio en las condiciones en alguno de los sistemas de los países interconectados, que implique una variación en la capacidad del enlace internacional, los operadores de los sistemas eléctricos deberán ajustar de forma coordinada la capacidad de importación y exportación del enlace. Estos cambios se reflejarán en las curvas de oferta PONE, para los despachos programados del día siguiente en adelante. Esto sin perjuicio de los redespachos generados durante la operación diaria de los sistemas. Estos cambios se reflejarán en la curva de oferta del precio de oferta en cada nodo frontera para exportación PONE de Colombia, para los despachos programados del día siguiente en adelante. Esto sin perjuicio de los redespachos generados durante la operación diaria de los sistemas. Dicha capacidad deberá ser la máxima posible técnicamente y solo podrá ajustarse por cambios en condiciones operativas, con el objetivo de mantener la calidad y seguridad en los sistemas interconectados”. Artículo 4°. Modificación del artículo 10 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 10 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así: “(…) Artículo 10. Condiciones de redespachos por variación en el precio nodal de oferta del país exportador o por variación en el precio máximo de importación de Colombia Para determinar los valores a los cuales se genera un redespacho de una TIE de importación por variación en el precio máximo de importación de Colombia, se deberá considerar la siguiente expresión: $\left[\frac{PI_h - (PONE_{QXEi} + CEE + CargosG)}{PONE_{QXEi} + CEE + Cargos G}\right] * 100 > Umbral_m$ Donde las variables se conservan según la definición y criterio contenido en el artículo 7°, con excepción del PONEQXEi, que es el nuevo valor reportado por el operador del país exportador y que se utilizará en caso de una variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador; y PIh que es calculado estimando el nuevo precio de bolsa resultante de un predespacho ideal y que se utilizará en caso de una variación en el precio máximo de importación de Colombia. Los periodos y términos aplicables al redespacho de una TIE para exportaciones e importaciones serán los previstos en la regulación vigente para los redespachos. (...)”.	Artículo 5°. Modificación del artículo 28 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 28 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 096 de 2008, quedará así: “Artículo 28. Liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. Las liquidaciones de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE), se realizarán por los administradores de los mercados utilizando los precios de la Curva PONE, los precios reales de exportación e importación y demás variables necesarias. Las variables correspondientes al mercado colombiano utilizarán los valores resultantes de la segunda liquidación, de conformidad con la reglamentación vigente para las transacciones del mercado mayorista. Las variables correspondientes al mercado ecuatoriano utilizarán el precio ofertado en la Curva PONE por el operador ecuatoriano entregado para determinar el Despacho Económico Coordinado para liquidar las importaciones programadas y las demás variables de acuerdo con los resultados de la segunda liquidación para la energía adicional importada por redespachos, generación de seguridad e intercambios inadvertidos. Parágrafo 1°. Para efectos de la liquidación de las TIE, el ASIC no considerará transacciones por fracciones de hora, es decir, la liquidación se hará con el resultado neto de exportaciones e importaciones de electricidad realizadas a través de cada uno de los enlaces internacionales en periodos horarios con las lecturas de los medidores ubicados en los nodos de frontera de exportación. Parágrafo 2°. En el caso de una importación del mercado colombiano, el ASIC recibirá del administrador del mercado exportador, los valores del precio de oferta en cada nodo frontera para exportación (PONEQXEi) correspondientes a la información entregada para el Despacho Económico Coordinado el día anterior a la operación, así como los valores reales resultado de la segunda liquidación. Estos precios serán utilizados para obtener el precio de bolsa colombiano, aplicando las disposiciones contenidas en el artículo 43 de esta resolución. Una vez obtenido el precio de bolsa colombiano, el ASIC aplicará el mayor valor entre el precio de importación para liquidación de TIE, definido en el artículo 3° de esta resolución, descontando los CargosG liquidados; y el de la curva PONE, informados por el administrador del mercado exportador del otro país. Para la liquidación de las importaciones programadas se utilizará el precio de oferta en el nodo frontera para exportación correspondiente a la información entregada para el Despacho Económico Coordinado el día anterior a la operación. Para determinar la cantidad de energía que es liquidada a este precio, el ASIC deberá utilizar la siguiente expresión: $Q_{1,h}^{Liq} = \text{Min}[Imp_{Real,h}, Q_{1,h}^{Prog} * (1 + \%Des)]$ Donde: $Q_{1,h}^{Liq}$: Cantidad de energía importada que será liquidada a precio de oferta en el nodo frontera para exportación correspondiente a la información entregada para el Despacho Económico Coordinador el día anterior a la operación, para la hora h.
$Q_{1,h}^{Prog}$: Cantidad de energía programada en el despacho programado en la hora h $\%Des$: Porcentaje de la máxima desviación admisible en el flujo horario. Este porcentaje será igual a 1%. Para la liquidación de las importaciones adicionales por redespachos, se utilizará el precio de oferta en nodo frontera para exportación correspondiente a los valores reales resultado de la segunda liquidación. Para determinar la cantidad de energía que se debe liquidar con este precio, el ASIC deberá utilizar la siguiente expresión: $Q_{2,h}^{Liq} = \text{Max}[0, Imp_{Real,h} - Q_{1,h}^{Liq}]$ Donde: $Q_{2,h}^{Liq}$: Cantidad de energía importada que será liquidada a los valores reales resultado de la segunda liquidación, en la hora h. En el caso de una exportación del mercado colombiano, el ASIC enviará al administrador del mercado importador, el valor del PONEQXi que deberá considerar tanto la forma de asignación prevista en la regulación vigente, como los valores reales de cada uno de los componentes del precio de oferta en cada nodo frontera para exportación establecidos en el artículo 5° de esta resolución. El valor del PONEQXi, será informado al administrador del país importador para que este obtenga su precio de importación para liquidación. Parágrafo 3°. En el caso de una importación del mercado colombiano que se haya producido para suplir generación de seguridad fuera de mérito esta será remunerada al país exportador, utilizando el precio de oferta en cada nodo frontera para exportación, informado por el administrador del país exportador resultante de su segunda liquidación. En este caso, el Precio de Reconciliación Positiva aplicado a este recurso será el precio de oferta en el nodo frontera para exportación, informado por el administrador del país exportador, resultante de su segunda liquidación, adicionado con el Costo equivalente real en energía del Cargo por Confiabilidad y con los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, todos resultantes de la segunda liquidación. En el caso de una exportación de electricidad del mercado colombiano que se haya producido para suplir generación de seguridad en el país importador, el ASIC liquidará y facturará dicha exportación, al precio horario que será el máximo valor entre el precio de exportación y el precio marginal del mercado de corto plazo del mercado importador más la totalidad de los costos reconocidos regulatoriamente a los generadores en dicho mercado. El precio de exportación deberá considerar los valores reales de: i) el precio de generación para exportación que suple generación de seguridad del país importador sin incluir el costo equivalente de energía CEE, y ii) los costos y cargos siguientes: cargos uso STN, cargos CND-ASIC, cargos uso STR, costo restricciones del enlace, cargos conexión, costo pérdidas STN y costos pérdidas STR, según lo establecido en el artículo 5° de esta resolución. Todos estos valores deberán ser los resultantes de la segunda liquidación. Parágrafo 4°. Para efectos del cálculo del costo equivalente real de energía y del Valor a Recaudar del Cargo por Confiabilidad, se incluirán las importaciones de electricidad y no se incluirán las exportaciones de electricidad, realizadas a través de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo. Parágrafo 5°. Para efectos de la liquidación de los cargos asociados con la generación CargosG, que se distribuyen con base en la capacidad efectiva registrada ante el ASIC, se	considerará que los enlaces internacionales tendrán una capacidad efectiva equivalente al promedio de la importación del respectivo mes, que se hubiera realizado utilizando el despacho económico coordinado. Parágrafo 6°. En caso de no programarse una TIE a través de un enlace internacional, la máxima desviación admisible en el flujo horario por el enlace estará limitado al 1% de la capacidad máxima de transferencia del mismo, determinada por los operadores de los mercados regulatoriamente integrados. Esta desviación será remunerada al precio de oferta en cada nodo frontera para exportación del país que exporte. Parágrafo 7°. En caso de importaciones de electricidad por parte del sistema eléctrico colombiano, el ASIC al finalizar cada mes de operación efectuará un ajuste final de transacciones TIE, denominados Saldos Netos TIE, a partir de la diferencia entre la liquidación final con la cual se realiza la factura, ajustada con los precios informados por el administrador del mercado exportador para facturación y los valores obtenidos de la segunda liquidación. Los Saldos Netos TIES, valores netos deficitarios o superavitarios resultantes del ajuste final de transacciones TIE definidos en este parágrafo, se asignarán de la siguiente manera: i) Para cada periodo horario, por la cantidad de las importaciones que se destinen a cubrir generación cuyo precio resultante de la segunda liquidación esté fuera de mérito en la liquidación de facturación, se asignarán de acuerdo con lo establecido en el artículo 45 de esta resolución. ii) Para cada periodo horario cuyo precio de la energía de importación que se obtiene de la segunda liquidación resulte en mérito en la liquidación de facturación, serán aplicados a los agentes comercializadores y generadores a prorrata de su participación en las compras horarias de energía en Bolsa”. Artículo 6°. Adición del Anexo 6 a la Resolución CREG 004 de 2003. A la Resolución CREG 004 de 2003 se adicionará el Anexo 6 contenido en este artículo. Parágrafo. Para efectos de determinar la activación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIES, a realizarse durante el mes de mayo de 2018, se aplicará un Umbral igual al 8%. ANEXO No. 6 CÁLCULO DEL UMBRAL DE ACTIVACIÓN DE LA TIE El criterio de selección mensual del umbral que se utilizará para la activación de la TIE, conforme lo establecido en los artículos 7° y 10 de esta Resolución, será el de minimización de costo estimado de los errores de inclusión y exclusión de las TIE. Para determinar el umbral, el ASIC deberá realizar el siguiente procedimiento: 1. Frecuencia y costo estimado de los errores de inclusión y exclusión El primer paso para la determinación del umbral consiste en calcular el costo estimado de los errores de inclusión y exclusión resultado de los precios de oferta en nodo de frontera para exportación del último segmento activado y precios máximos de importación observados con la información disponible para la fecha de cálculo de seis (6) meses atrás y diferentes valores del umbral. El umbral calculado en el mes <i>m</i> será el aplicable en el mes <i>m+1</i>, y corresponderá al calculado por el ASIC con la mejor información disponible de los últimos seis (6) meses calendario, contados a partir del mes <i>m-1</i> hasta el <i>m-6</i>. Este valor deberá ser calculado a más tardar el

día 15 de cada mes, e informado al administrador del mercado ecuatoriano el día 18 de cada mes. El costo estimado del error de inclusión se calculará a partir de la siguiente ecuación, utilizando valores de umbral k que van desde 2% hasta 8% con incrementos discretos de 0.5%: $CEEI_{m,k} = \sum_{t=m-1}^{m-6} \sum_h \left(PONE_{QXEi,h} + CEE_t + CargosG - PI_h \right) * \mathbf{1}(ATIE_{exante,h} > Umbral_k \text{ y } ATIE_{expost,h} < 0)$ Donde: $CEEI_{m,k}$: Costo estimado del error de inclusión en el mes m utilizando un umbral k. $PONE_{QXEi,h}$: Precio de oferta en cada nodo frontera para Exportación del enlace internacional i, en último segmento QXE activado, del otro país para la hora h. CEE_t: Costo equivalente en energía del mes t. $CargosG$: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la generación de Colombia, versión TXF. PI_h: Precio máximo de importación colombiano para la hora h versión TXF. $ATIE_{exante,h}$: Relación de activación de la TIE que se realiza conforme a lo dispuesto en los artículos 7° y 10 de la Resolución CREG 004 de 2003. $Umbral_k$: Umbral k de activación de la TIE. $ATIE_{expost,h}$: Relación de activación de la TIE que se realiza conforme a lo dispuesto en los artículos 7° y 10 de la Resolución CREG 004 de 2003, pero utilizando para el cálculo del precio máximo de importación, el PONE, y el precio de bolsa de la versión TXF. $\mathbf{1}(ATIE_{exante,h} > Umbral_k \text{ y } ATIE_{expost} < 0)$: Función indicadora que toma un valor de 1 si se observa un error de inclusión. Este error aparece cuando se activa la TIE <i>ex ante</i>, es decir, es mayor al umbral k, pero al calcular la relación de activación de la TIE <i>ex post</i> se encuentra que es menor que 0. El costo estimado del error de exclusión se calculará a partir de la siguiente ecuación, utilizando valores de umbral k que van desde 2% hasta 8% con incrementos discretos de 0.5%: $EEEE_{m,k} = \sum_{t=m-1}^{m-6} \sum_h \left(PI_h - PONE_{QXEi,h} - CEE_t - CargosG \right) * \mathbf{1}(ATIE_{exante,h} < Umbral_k \text{ y } ATIE_{expost,h} > 0)$ Donde: $EEEE_{m,k}$: Costo estimado del error de exclusión en el mes m utilizando el umbral k.	$PONE_{QXEi,h}$: Precio de oferta en cada nodo frontera para exportación del enlace internacional i, en el último segmento QXE, no activado del otro país para la hora h, en donde se identifique un error de exclusión. CEE_t: Costo equivalente en energía del mes t. $CargosG$: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la generación de Colombia, versión TXF. PI_h: Precio máximo de importación colombiano para la hora h, versión TXF. $ATIE_{exante,h}$: Relación de activación de la TIE que se realiza conforme a lo dispuesto en los artículos 7° y 10 de la Resolución CREG 004 de 2003. $Umbral_k$: Umbral k de activación de la TIE. $ATIE_{expost,h}$: Relación de activación de la TIE que se realiza conforme a lo dispuesto en los artículos 7° y 10 de la Resolución CREG 004 de 2003, pero utilizando para el cálculo del precio máximo de importación, el PONE, el precio de bolsa de la versión TXF. $\mathbf{1}(ATIE_{exante,h} < Umbral_k \text{ y } ATIE_{expost} > 0)$: Función indicadora que toma un valor de 1 si se observa un error de exclusión. Este error aparece cuando no se activa la TIE <i>ex ante</i>, es decir, es menor al umbral k, pero al calcular la relación de activación de la TIE <i>ex post</i> se encuentra que es mayor que 0. 2. Costo total de los errores de inclusión y exclusión, determinación del rango de tolerancia y definición del umbral óptimo para aplicar en el mes m. Una vez se tenga el costo estimado de cada error para cada valor de umbral k se procede a obtener el costo total estimado, definir un rango de tolerancia e identificar el umbral óptimo a utilizar en el mes m. Para cada valor del umbral k, se suma el costo estimado del error de inclusión $CEEI_{m,k}$ más el costo estimado del error de exclusión $EEEE_{m,k}$ y se identifica el valor del costo mínimo, así como el o los valores de los umbrales con los que se obtiene el menor costo total estimado. $\min_k \{CT_{m,k}\}$ Donde: $\hat{k}$: Valor del umbral(es) en los que se observa el mínimo costo total estimado de los errores. $CT_{m,k}$: Función de costo total estimado de los errores que es igual a $CEEI_{m,k} + EEEE_{m,k}$, para el valor de umbral k. $CEEI_{m,k}$: Costo estimado del error de inclusión en el mes m utilizando un umbral k. $EEEE_{m,k}$: Costo estimado del error de exclusión en el mes m utilizando el umbral k. Una vez determinado este valor mínimo se define un rango de tolerancia RTC_m de la siguiente forma: $RTC_m = \left[\min_k \{CT_{m,k}\} + (0.10 * \min_k \{CT_{m,k}\}) \right]$
Donde: RTC_m: Rango de costos de tolerancia del mes m. $\min_k \{CT_{m,k}\}$: Valor mínimo de la función de costo total estimado de los errores en el mes m Con el rango de tolerancia RTC_m se identifica el menor umbral sobre la función de costo total estimado que pertenece al rango entre 2% y 8% y será el que se calcule para el mes m y será aplicable para el mes $m+1$. Artículo 7°. <i>Modificación del artículo 6° de la Resolución CREG 014 de 2004.</i> El artículo 6° de la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así: “(…) Artículo 6°. Determinación del Precio de oferta en cada nodo frontera para la exportación en el redespacho. <i>Con el fin de aplicar alguna de las causales de redespacho para exportación, establecidas en el artículo 8° de la Resolución CREG 004 de 2003, el CND calculará el precio de oferta en cada nodo frontera para la exportación en el redespacho, aplicando el siguiente procedimiento:</i> 1. <i>Estimará horariamente un precio de oferta para cada nodo frontera para exportación en el redespacho, para la cantidad de exportación programada QX, PONERQXi, aplicando la siguiente expresión:</i> $PONER_{QXi} = \text{Precio Bolsa } R \text{ TIE}_{QX} - CEE$ + Costo de Restricciones del Enlace $R \text{ } e_{QXi}$ + Cargos de Uso STN e + Cargos Uso STR e_i + Cargos CND ASIC e + Costo Pérdidas STN e_{QXi} + Costo Pérdidas STR e_{QXi} Donde: Precio Bolsa $R \text{ TIE}_{QX}$: Precio de bolsa estimado de redespacho, que corresponde al precio marginal que se obtiene de un predespacho ideal, para el valor QX programado, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) y establecido a través del siguiente procedimiento: Para la determinación del Precio Bolsa $R \text{ TIE}_{QX}$, el CND, encontrará un predespacho ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del redespacho, para la demanda total doméstica y para el valor QX programado para ese periodo en el redespacho, con condiciones estimadas por el CND para las variables a utilizar, así: i) Demanda Total Doméstica más el valor QX programado. ii) Disponibilidad y precio de oferta declarada por los generadores, o aquellos precios y/o disponibilidades resultantes de las modificaciones a los mismos, establecidas en la regulación vigente. Costo de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, asociado con la exportación a través del enlace internacional i, para el valor programado QX en el redespacho, calculado conforme al procedimiento desarrollado en el Anexo 4°, considerando en forma independiente cada uno de los Enlaces Internacionales. El CND utilizará en el numeral 2 del Anexo 4 para efectos de obtener este costo, un predespacho ideal. En caso de generadores hidráulicos cuyo precio de oferta haya sido intervenido, la variable promedio ponderado horario del precio de	<i>reconciliación positiva, PRRj, para estos generadores, corresponderá al precio de intervención determinado según lo dispuesto en la Resolución CREG 018 de 1998, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.</i> <i>Se mantendrá el valor estimado de las restantes variables integrantes del PONEQXi, definidas en el artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003, utilizadas para el proceso de despacho coordinado, realizado el día anterior al día de operación”.</i> Artículo 8°. <i>Modifíquese el numeral 8.1.2 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006.</i> El numeral 8.1.2 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, modificado por la Resolución CREG 011 de 2015, quedará así: “8.1.2 Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE) <i>Para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del Periodo de Vigencia de la Obligación se usará el CERE, que será calculado mediante la siguiente expresión:</i> $CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m + DDVV_m + RDV_m - EXP_{TIE_m}}$ Donde: $CERE_m$: Costo equivalente real en energía del mes m RRT_m: Remuneración real total mensual en el mes m GR_m: Generación real en el mes m expresada en kilovatios hora (kWh). Para las plantas no despachadas centralmente se considera exclusivamente sus ventas de energía en bolsa. $DDVV_m$: Demanda desconectable voluntaria verificada en el mes m. RDV_m: Reducción de energía verificada del programa RD en el mes m. EXP_{TIE_m}: Exportaciones a través del mecanismo de TIE en el mes m. El costo equivalente en energía (CEE), expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula: $CEE_m = \frac{\sum_{s,i} (P_{i,m,s} * OMERF_{i,j,m})}{ETDP_m}$ Donde: CEE_m: Costo equivalente en energía del mes m $P_{i,m,s}$: Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación i vigente en el mes m, asignada en la subasta s o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (USD/kWh). $OMERF_{i,j,m}$: Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m. $ETDP_m$: Energía total demandada proyectada en el SIN para cada mes, expresada en kilovatios hora.

El valor de $P_{i,m,s}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora (COP/kWh), utilizando TRM correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE, publicada por la Superintendencia Financiera.

El CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres (3) días de anticipación”.

Artículo 9°. Modifíquese el numeral 8.2.1 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006. El numeral 8.2.1 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, quedará así:

“8.2.1 Cálculo del Valor a Recaudar de cada planta y/o unidad de generación i ($VR_{i,m}$)

Cada planta y/o unidad de generación recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VR_{i,m} = CERE_m * (G_{i,m} - DE_{TIE,i,m})$$

Donde:

$G_{i,m}$: Generación real de la planta o unidad de generación i en el mes m , expresada en kilovatios hora. Las plantas no despachadas centralmente recaudarán con sus ventas en bolsa.

$DE_{TIE,i,m}$: Descuento a la generación real de cada planta o unidad de generación despachada centralmente i , en el mes m , por concepto de exportaciones.

El procedimiento para excluir las exportaciones a través del mecanismo de las TIE y que corresponde al descuento $DE_{TIE,i,m}$, el cual aplica a la generación real de cada planta o unidad de generación despachada centralmente, diferente a las importaciones TIE se calcula de la siguiente forma:

$$DE_{TIE,i,m} = G_{i,m} * \frac{EXP_{TIE_m}}{\sum_i G_{i,m}}$$

Donde:

EXP_{TIE_m} : Exportaciones a través del mecanismo de TIE expresadas en kilovatios hora, efectuadas en el mes m ”.

Artículo 10. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial**. Las reglas contenidas en esta resolución serán aplicables para efectos de determinar la activación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIES, a realizarse a partir del día 1° de mayo de 2018.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 de abril de 2018.

El Presidente,

Germán Arce Zapata,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

Unidad Administrativa Especial de Pensiones del Departamento de Cundinamarca

EDICTOS EMPLAZATORIOS

El Subdirector de Prestaciones Económicas de la Unidad Administrativa Especial de Pensiones del Departamento de Cundinamarca,

HACE SABER:

Que el día 10 de febrero de 2003 falleció el señor Juan Dustano Cano Moreno, quien se identificaba con cédula de ciudadanía número 17071067 y a reclamar el reconocimiento y pago de la Indemnización Sustitutiva de Sobrevivientes, se presentó la señora Fanny Isabel Torres Ortiz, identificada con cédula de ciudadanía número 41420803, en su calidad de cónyuge supérstite del causante;

Que el objeto de esta publicación es avisar a las personas que crean tener igual o mejor derecho, que deben manifestarlo mediante escrito radicado en esta dependencia, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación del presente aviso;

Que este aviso se publica de conformidad con lo establecido en los artículos 212 del Código Sustantivo del Trabajo y 69 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y demás normas concordantes.

Cordialmente,

El Subdirector de Prestaciones Económicas,

Luis María Romero Acosta.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21800596. 26-IV-2018. Valor \$56.700.

El Subdirector de Prestaciones Económicas de la Unidad Administrativa Especial de Pensiones del Departamento de Cundinamarca,

HACE SABER:

Que el día 16 de enero de 2018, falleció la señora María Balbina González de Urrego, quien se identificaba con cédula de ciudadanía número 20581337 y que a reclamar el reconocimiento y pago de las mesadas causadas no cobradas se presentaron Cristina del

Rosario Urrego González, identificada con cédula de ciudadanía número 35485526, Germán Antonio Urrego González, identificado con cédula de ciudadanía número 19423112, Lidia Mercedes Urrego González, identificada con cédula de ciudadanía número 51895875, William Néstor Urrego González, identificado con cédula de ciudadanía número 79377641, y Édgar Orlando Urrego González, identificado con cédula de ciudadanía número 79285858, en calidad de hijos(as) de la causante;

Que el objeto de esta publicación es avisar a las personas que crean tener igual o mejor derecho, que deben manifestarlo mediante escrito radicado en esta dependencia, ubicada en la sede administrativa de la Gobernación de Cundinamarca, calle 26 N° 51-53, de la ciudad de Bogotá, D. C., dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación, de conformidad con lo establecido en el artículo 4° de la Ley 1204 de 2008.

El Subdirector de Prestaciones Económicas,

Luis María Romero Acosta.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21800597. 26-IV-2018. Valor \$56.700.

ESTABLECIMIENTOS PÚBLICOS

Instituto Geográfico Agustín Codazzi

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 389 DE 2018

(marzo 28)

por la cual se actualiza la Política de Administración Integral del Riesgo del Instituto Geográfico “Agustín Codazzi”.

El Director General del Instituto Geográfico “Agustín Codazzi”, en uso de sus facultades legales y en especial las que le confieren el artículo 6° del Decreto número 208 del 2004,

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política en su artículo 209, establece que “La administración pública, en todos sus órdenes, tendrá un control interno que se ejercerá en los términos que señale la ley;

Que en el artículo 269 de la Constitución Política se establece la obligación de las autoridades correspondientes en las entidades públicas, de diseñar y aplicar, según la naturaleza de sus funciones, métodos y procedimientos de Control Interno, de conformidad con lo que disponga la ley;

Que la Ley 87 de 1993 “Por la cual se establecen normas para el ejercicio del control interno en las entidades y organismos del Estado y se dictan otras disposiciones”, dispuso en el artículo 6° que: “El establecimiento y desarrollo del Sistema de Control Interno en los organismos y entidades públicas, será responsabilidad del representante legal o máximo directivo correspondiente. No obstante, la aplicación de los métodos y procedimientos al igual que la calidad, eficiencia y eficacia del control interno, también será de responsabilidad de los jefes de cada una de las distintas dependencias de las entidades y organismos”;

Que de conformidad con el artículo 5° de la Ley 87 de 1997, es obligación del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) establecer, documentar e implementar su Sistema de Control Interno, el cual debe desarrollarse de acuerdo con la normatividad vigente;

Que la Ley 1474 de 2011 dispuso en el artículo 73 que las entidades del orden nacional, departamental y municipal deberán elaborar anualmente una estrategia de lucha contra la corrupción y de atención al ciudadano, señalando que le corresponde al Programa Presidencial de Modernización, Eficiencia, Transparencia y Lucha contra la Corrupción establecer una metodología para diseñar y hacerle seguimiento a la citada estrategia;

Que el Decreto número 124 del 26 de enero de 2016, por el cual se sustituye el Título 4 de la Parte 1 del Libro 2 del Decreto número 1081 de 2015, relativo al “Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano”, el cual estableció en el artículo 2.1.4.1. como metodología para la formulación Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano la contenida en el documento “Estrategias para la Construcción del Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano-Versión 2”, y en el artículo 2.1.4.2., para la formulación del Mapa de Riesgos de Corrupción, la contenida en el documento “Guía para la Gestión del Riesgo de Corrupción”;

Que la Guía para la Gestión del Riesgo de Corrupción, en el numeral 3.1 Política de Administración del Riesgo de Corrupción, señala que la Política de Administración de Riesgos hace referencia al propósito de la Alta Dirección de gestionar el riesgo. Que la Política de Administración de Riesgos se puede adoptar a través de manuales o guías. Para estos efectos, se deben tener en cuenta entre otros: (i) objetivos que se espera lograr, (ii) estrategias para establecer cómo se va a desarrollar la política; (iii) acciones que se van a desarrollar contemplando el tiempo, los recursos, los responsables y el talento humano requerido; (iv) seguimiento y evaluación a la implementación y efectividad de las políticas;

Que el IGAC, cuenta con un Sistema de Gestión de Calidad, certificado bajo la norma ISO 9001:2015, que tiene como requisito la identificación de riesgos y puntos de control;

Que de acuerdo con la NTC ISO 31000 Numeral 2.4, la política es la declaración de la Dirección y las intenciones generales de una organización con respecto a la gestión del