

RESOLUCIÓN No. SSPD - *RAD_S* DEL *F_RAD_S*
Expediente No. 2018220530100002E

“Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN”

LA SUPERINTENDENTE DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS

En ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por los artículos 53 de la Ley 142 de 1994 y 14 y 15 de la Ley 689 de 2001

CONSIDERANDO:

Que los artículos 365 y 370 de la Constitución Política disponen que “[l]os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley”, y que “[c]orresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y la vigilancia de las personas naturales o jurídicas que los presten”.

Que, en desarrollo de los anteriores preceptos constitucionales, el legislador expidió la Ley 142 de 1994, en cuyo artículo 53 dispuso la creación del Sistema Único de Información (SUI), el cual almacena la información técnica, administrativa, comercial y financiera de las personas que prestan servicios públicos domiciliarios.

Que, posteriormente, el legislador emitió la Ley 689 de 2001, en cuyo artículo 14 dispuso como funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios o SSPD) establecer, administrar, mantener y operar el SUI.

Que dicha norma dispone, en su artículo 15, que la información almacenada en el SUI debe satisfacer las necesidades y requerimientos de las Comisiones de Regulación, los Ministerios y demás organismos y autoridades que tengan competencias en el sector de los servicios públicos domiciliarios

Que, también en el artículo 15 de la Ley 689 de 2001, el Congreso de la República asignó a la SSPD la obligación de elaborar un Formato Único de Información, el cual debe actualizarse de conformidad con los objetivos asignados por la Constitución Política y la Ley a la SSPD.

Que, mediante la Resolución SSPD 13092 de 2002, la Superservicios promulgó el Formato Único de Información para las empresas de servicios públicos.

Que, de conformidad con la Resolución SSPD 321 de 2003, los prestadores de servicios públicos a los que se refiere la Ley 142 de 1994 deben reportar la información a través del SUI.

Que, en el caso del servicio público de energía eléctrica, y a partir de las resoluciones mencionadas en los últimos dos considerandos, la SSPD ha expedido, como administrador del SUI, resoluciones y circulares conjuntas solicitando información relacionada con el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios (RUPS) y temas financieros, comerciales y técnicos operativos.

Que la SSPD publicó, en el año 2010, la Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2016, en la que se compila y modifica lo establecido en la Circular SSPD-CREG 0002 del 2003, la Circular SSPD-CREG 0004 del 2003, la Circular SSPD-CREG 0005 del 2003, la Resolución SSPD 001172 del 2004, la Circular SSPD-CREG 002 del 2005, la Circular SSPD-CREG 002 del 2007, la Resolución SSPD 8505 del 2008, la Circular SSPD-CREG 084 del 2008 y la Circular SSPD-CREG 144 del 15 de agosto de 2008, las cuales, junto con la Resolución SSPD 20188000076635 del 2018, conforman la normatividad relativa al cargue de información en el SUI por parte de los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica conectados al sistema interconectado nacional.

Que la SSPD estableció las obligaciones de cargue relacionadas con las peticiones, quejas y reclamos en la Resolución No. 20151300054575 modificada por las Resoluciones SSPD No. 20161300011295 y 20188000076635

Que, en materia financiera, la SSPD mediante la Resolución No. 2016300013475 del 19 de mayo de 2016 actualizó, a partir del nuevo marco normativo contable, la información financiera que los prestadores están obligados a reportar.

Que, actualmente, las obligaciones relativas al reporte de información al RUPS se encuentran consagradas en la Resolución SSPD 20181000120515 del 2018.

Que, en ejercicio de sus funciones, la SSPD detectó la necesidad de realizar algunas modificaciones a las disposiciones vigentes relativas al cargue de información por parte de los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica. : En primer lugar, con el fin de unificar la normatividad vigente sobre el cargue y búsqueda de la información contenida en el SUI de las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica pertenecientes al sistema interconectado nacional, se requiere integrar las resoluciones y circulares previamente expedidas; en segundo lugar, se hace necesario incorporar nuevas variables al SUI y ajustar las frecuencias de recolección de datos sobre otras variables ya existentes por parte de los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica del sistema interconectado nacional para la generación de indicadores relacionados con las funciones propias del sector; y en tercer lugar, la SSPD identificó que una cantidad considerable de la información necesaria para el ejercicio de sus funciones de inspección, vigilancia y control es enviada por los prestadores de servicios públicos a través del Sistema de Gestión Documental de la Superservicios, previa solicitud.

Que la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD tiene el objetivo de desarrollar su funciones de inspección, vigilancia y control mediante la apropiación de los recursos tecnológicos con los que cuenta la entidad de tal manera que, a partir de la entrada en vigor de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual dispone la normatividad de la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía en el Sistema Interconectado Nacional, se identificó la necesidad de trabajar en la reestructuración de la plataforma que soporta el cargue de la información de los diferentes prestadores de servicios públicos domiciliarios en el SUI.

Que, derivado de una revisión integral de la información que se captura en el SUI, se identificó la necesidad de incorporar al sistema nueva información comercial (tarifaria y contratación en el Mercado de Energía Mayorista) y técnica (base regulatoria de activos, planes de inversión, pérdidas de energía eléctrica y fronteras comerciales, entre otros).

Que, con lo anterior, la nueva estructura de cargue y nuevos formatos permitirá cumplir, entre otros, los siguientes objetivos:

Capítulos Información Comercial: i) ampliar la caracterización de todos los usuarios del servicio de energía eléctrica garantizando su unificación; ii) capturar información comercial contemplando nuevos componentes como distribución, autogeneración, esquema de subsidios y contribuciones, entre otros, a los que se ha visto sometido el modelo de negocio debido a la incorporación de nuevos cambios regulatorios; iii) vigilar el cumplimiento por parte de los prestadores al reporte oportuno de la información establecida en la regulación; iv) capturar la información necesaria para el ejercicio de inspección, vigilancia y control en el marco de la aplicación de la metodología tarifaria; v) integrar al SUI la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y tarifas aplicadas por todos los prestadores que atienden mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional, vi) generar reportes de información referentes a publicación de las mismas para los diferentes grupos de interés; vii) optimizar el control y vigilancia de los subsidios destinados a las personas de menores ingresos; viii) ajustar los formatos del reporte de la información al SUI de los subsidios otorgados, las

contribuciones facturadas y subsidios FOES por parte de los comercializadores del sistema interconectado nacional, de acuerdo con las necesidades del sector; ix) recaudar información adicional a la contenida en la Resolución SSPD No. 20161300013475, que incorpore formatos de facturación, recaudo, patrimonio técnico transaccional para vigilancia de los prestadores de conformidad con la regulación vigente, x) disponer de mejor información para implementar modelos de clasificación de las empresas en materia de riesgo financiero; xi) recopilar la información pertinente para vigilar el cumplimiento de los comercializadores de energía respecto de los aportes requeridos para la actualización permanente de la estratificación socio-económica por parte de las autoridades municipales; xii) vigilar que las compras de energía con destino al mercado regulado realizadas por los comercializadores cumplan con los principios de publicidad, transparencia, eficiencia, neutralidad y competencia, establecidos en la regulación y en la Ley; y xiii) identificar presuntas distorsiones en la formación de precios de compra de energía con destino al mercado regulado que impidan el traslado de costos eficientes para los usuarios regulados.

Capítulos Información Técnica: i) capturar información concerniente a las pérdidas reconocidas a los OR y a los planes de reducción de pérdidas; ii) capturar la información del esquema de evaluación de la calidad del servicio que plantea la Resolución CREG 015 de 2018; iii) capturar información de los planes de inversión aprobados por la Comisión a los OR y la ejecución anual de los mismos; iv) capturar información asociada a los activos de uso en operación de los OR al momento de la aprobación de ingresos, sus cambios de estado, y los activos puestos en operación cada año; v) capturar el inventario de los principales sistemas de las plantas de generación despachadas centralmente; vi) realizar el seguimiento de los mantenimientos planeados y ejecutados de las plantas de generación despachadas centralmente; y) capturar información de la cobertura en contratos con las que cuentan los agentes para cumplir con la obligaciones de energía en firme dentro del esquema del cargo por confiabilidad establecido en la regulación vigente.

Que, en los diferentes capítulos que conforman el Anexo General de la presente resolución, se incorporan 15 formularios y 70 formatos, mediante los cuales los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica del SIN podrán reportar la información requerida. En caso de no estar disponibles los cargues de información en la página del SUI, es responsabilidad del prestador solicitar la habilitación de los mismos a través de los medios que disponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin. Si la solicitud la realiza el prestador cuando los plazos establecidos en la presente Resolución se encuentren vencidos, se entenderá que el prestador incumplió con las fechas para llevar a cabo el reporte, y, en consecuencia, incumplió con su obligación.

Que, finalmente, la SSPD observó que la información reportada en el aplicativo *costos energía*, definido en la Circular SSPD-CREG 084 de 2008, mencionado en la Resolución SSPD 20102400008055 y modificado en la Resolución SSPD 20102400026285 de 2010, no responde a las necesidades actuales de la entidad; en consecuencia, es procedente su eliminación.

Que, a través de la Ley 1712 de 2014 "*Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional*", el Congreso de la República decidió promover la transparencia, el acceso a la información pública, la competitividad, el desarrollo económico a través de la apertura de los datos públicos.

Que, adicionalmente, la política de datos abiertos busca que las entidades públicas difundan información de calidad en formatos estructurados a disposición de los usuarios, para que ellos y las entidades los utilicen según su interés: informes, reportes, estadísticas, investigaciones, control social y oportunidades de negocio, entre otros. Así mismo, se puede lograr un efecto multiplicador de la vigilancia de los prestadores de servicios públicos.

Que la SSPD, a través de la Resolución No. SSPD 20181000027435 del 20 de marzo de 2018, hizo pública la información que se almacena en el Sistema Único de Información de los prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

Que, mediante la Resolución No 270 de 2017, el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República consagró la obligación de las autoridades públicas del orden nacional de publicar los proyectos específicos de regulación para promover la participación ciudadana en los mismos.

Que el día 1 de noviembre de 2018, y hasta el 30 de noviembre del mismo año, esta Superintendencia publicó para comentarios el proyecto de la presente Resolución en las páginas web www.sui.gov.co y www.superservicios.gov.co .

Que los comentarios recibidos fueron analizados por la SSPD y los ajustes considerados pertinentes fueron incorporados en la presente resolución.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. Compilar y modificar en lo pertinente, y de la manera como se detalla en los anexos del presente acto administrativo, la Resolución SSPD No. 20102400008055 del 2010, Resolución SSPD No. 20102400026285 del 2010, Resolución SSPD No. 20111300003995 del 2011, Resolución SSPD No. 20111300011645 del 2011, Resolución SSPD No. 20111300022695 del 2011, Circular SSPD No. 20111000000054 del 2011, Resolución SSPD No. 20121300004345 del 2012, Resolución SSPD No. 20121300004355 del 2012 y Resolución SSPD No. SSPD 20121300017645 del 2012; así como todas las resoluciones y circulares que modificaron o complementaron el contenido de las anteriormente listadas, las cuales conforman la normatividad relativa al cargue de información en el SUI por parte del sector de Energía Eléctrica conectado al Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Los comercializadores, operadores de red, transmisores, generadores y el administrador del mercado de energía deberán reportar la información de conformidad con los formatos indicados en el Anexo General de la presente resolución, teniendo en cuenta las condiciones, plazos y responsabilidad de cargue indicados en los anexos A y B.

Artículo 3. Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios. Para el reporte de la información en lo referente a RUPS, los prestadores deben remitirse a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20181000120515 del 2018, así como a aquellas que la modifiquen o adicionen.

Artículo 4. Reporte de información de Reclamaciones. Para el reporte de la información en lo referente a reclamaciones, los prestadores deben remitirse a lo dispuesto en la Resolución SSPD No. 20151300054575, modificada por la Resolución SSPD No. 20161300011295 del 2016 y la Resolución SSPD 20188000076635 del 2018, así como a aquellas que la modifiquen o adicionen.

Artículo 5. Reporte de información Financiera. Para el reporte de la información financiera, los prestadores deben remitirse a lo dispuesto en la Resolución No. SSPD 2016300013475 del 2016, así como a aquellas que la modifiquen o adicionen.

Artículo 6. Tratamiento de información. Los datos suministrados serán tratados de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 1712 de 2014 y la Resolución No. SSPD 20181000027435 del 20 de marzo de 2018, donde la SSPD hizo pública la información que se almacena en el SUI de los sectores de energía eléctrica y gas combustible.

Artículo 7. Inactivación de formatos y formularios no obligados a reportar. Si dentro del proceso de cargue de información en los formatos y formularios los prestadores evidencian que se les está requiriendo el cargue de información que no están obligados a reportar de conformidad con el régimen jurídico vigente, deberán oportunamente solicitar a la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD, por medio de comunicación escrita suficientemente motivada y firmada por su representante legal, la inactivación de dichos formatos. La Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD evaluará el mérito de la solicitud y tomará la decisión de inactivar dichos formatos a partir de dicha evaluación.

Artículo 8. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación para quienes desarrollan la actividad de generación y transmisión. Para los operadores de red, los comercializadores y el administrador del mercado de energía, la presente resolución aplicará de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Reglas aplicables en aquellos casos en los que el operador de red haya ingresado al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG 015 de 2018 y cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG al momento de la publicación de esta resolución. Aquellos operadores de red que hayan ingresado al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG

015 de 2018 y cuenten con ingresos aprobados por parte de la CREG al momento de entrada en vigencia de la presente resolución, deberán realizar el cargue de la información para el periodo comprendido entre la fecha de aprobación de cargos y la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución. Esta obligación se extiende a los comercializadores y el administrador del mercado de energía en lo relativo a los operadores de red que hayan ingresado al nuevo esquema de remuneración de la actividad de distribución y cuenten con ingresos aprobados por parte de la CREG al momento de entrada en vigencia de esta resolución.

b) Reglas aplicables en aquellos casos en los que el operador de red no haya ingresado al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG 015 de 2018 y no cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG al momento de la publicación de esta resolución. Mientras el operador de red no ingrese al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG 015 de 2018 y no cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG, este continuará con el reporte de información al SUI establecido en la Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010 y todas aquellas que la modifican o adicionan. Una vez el operador de red ingrese al nuevo esquema de remuneración de la actividad de distribución y cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG, comenzará a reportar información al SUI de conformidad con lo dispuesto en la presente resolución.

El comercializador continuará con el cargue de información al SUI establecido en la Resolución SSPD 20102400008055 del 2010 y todas aquellas que la modifiquen o adicionen mientras los operadores de red de los mercados en los que ejerce la actividad de comercialización de energía eléctrica no ingresen al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG 015 del 2018 y no cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG. En la medida en que cada uno de los operadores de red de los mercados en los que presten el servicio de comercialización de energía eléctrica ingresen al esquema definido en la Resolución CREG 015 del 2018 y cuenten con ingresos aprobados por parte de la CREG, el comercializador comenzará a reportar la información relacionada con dicho operador de red de acuerdo con lo establecido en la presente resolución. Mientras todos los operadores de red de los mercados en donde ejerce la actividad de comercialización de energía eléctrica no ingresen al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG 015 del 2018 y no cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG, el comercializador deberá realizar reportes de información bajo los dos esquemas de cargue, dependiendo de la situación de cada operador de red.

El administrador del mercado de energía iniciará con el reporte de información de que trata la presente resolución a medida que cada operador de red ingrese al esquema de remuneración de la actividad de distribución consagrado en la Resolución CREG 015 del 2018 y cuente con ingresos aprobados por parte de la CREG.

Parágrafo. La SSPD definirá los mecanismos necesarios para realizar la habilitación de los reportes de información establecidos en la presente resolución, cada vez que la CREG expida los actos administrativos particulares, mediante los cuales aprueba el ingreso a los Operadores de Red.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D. C.

NATASHA AVENDAÑO GARCÍA

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Anexo General

Anexo A: Módulos de recolección de información

Anexo B: Régimen de transición para el calendario de reporte de información

Anexo C: Cantidad Energía Contratada

Anexo D: Estructura reporte de información "oferta de participantes"

Proyectó: Dirección Técnica de Gestión de Energía

Revisó: Diego Alejandro Ossa- Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó: Natasha Avendaño García - Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

ANEXO GENERAL – CONTENIDO

I. ÍNDICE DE TABLAS	10
II. INSTRUCCIONES	12
III. ENCUESTA DE INVENTARIOS – INFORMACIÓN COMERCIAL Y TÉCNICO	13
FORMULARIO EI1. Encuesta de Inventario.....	13
IV. INFORMACIÓN COMERCIAL.....	16
CAPÍTULO TRANSVERSALES – COMERCIAL.....	16
FORMATO TC1. Inventario de usuarios	16
FORMATO TC2. Información Comercial de Usuarios	22
FORMATO TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	28
FORMATO TC4. Información de peticiones que no constituyen una reclamación.....	30
CAPÍTULO TARIFARIO	33
FORMULARIO T1. Recuperación Costo Garantía	33
FORMATO T2. Garantías Financieras	33
FORMATO T3. Tarifas Publicadas.....	35
FORMATO T4. Actualización Tarifas Publicadas	36
FORMULARIO T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008	38
FORMATO T6. Opción Tarifaria168 / 2008.....	39
FORMATO T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR.....	40
FORMATO T8. Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR.....	41
FORMATO T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR.....	43
FORMATO T10. Información ASIC y LAC - Comercializador	47
FORMATO T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor	48
FORMATO T12. Información Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	50
FORMATO T13. Información General.....	51
FORMATO T14. Servicios adicionales.....	52
FORMATO T15. Costo de Prestación del Servicio para Usuarios No Regulados y Alumbrado Público.....	53
CAPÍTULO SUBSIDIOS.....	56
FORMATO S1. Resumen contable subsidios, contribuciones y FOES	56
FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados	57
FORMATO S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario.....	58
FORMATO S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES).....	60
FORMATO S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios.....	62
FORMATO S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria.....	63
FORMATO S7. Inventario Macromedidores FOES	64
FORMATO S8. Operación Macromedidores FOES	66
FORMATO S9. Facturas base de la aplicación del FOES.....	66
FORMATO S10. Contribuciones no recaudadas después de 6 meses y Contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo.....	67
CAPÍTULO INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA.....	69
FORMATO FC1. Información Facturación y Recaudo.....	69
FORMATO FC2. Patrimonio Técnico Transaccional - CROM	70
FORMATO FC3. Concurso Económico.....	72
CAPÍTULO MERCADO MAYORISTA.....	74
FORMULARIO MM1. Ficha Técnica Publicación	74
FORMULARIO MM2. Información Convocatoria	75

FORMULARIO MM3. Información Convocatoria No Asignada.....	75
FORMULARIO MM4. Información Convocatoria Asignada	76
FORMATO MM5. Información Contratos	77
V. INFORMACIÓN TÉCNICA	80
CÓDIGOS DE PARIDAD.....	80
FORMATO TP1. Tabla Código de Paridad	80
CAPÍTULO TRANSVERSALES - TÉCNICA	80
FORMATO TT1. Inventario Alimentadores.....	80
FORMATO TT2. Información de Interrupciones de Alimentadores.....	82
FORMATO TT3. Inventario Transformadores	85
FORMATO TT4. Información de Interrupciones de Transformadores	87
FORMATO TT5. Plan de Trabajos de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS	90
FORMATO TT6. Ingresos por otros conceptos	91
FORMATO TT7. Información de Accidente Origen Eléctrico.....	93
FORMATO TT8. Fronteras- Flujos de Energía.....	97
FORMATO TT9. Fronteras- Flujos de Energía Operación	98
FORMATO TT10. Solicitud de Conexión.....	98
FORMATO TT11. Ajuste Eventos	102
FORMATO TT12. Plan de Contingencias	102
CAPÍTULO PÉRDIDAS	104
FORMULARIO PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011	104
FORMULARIO PR2. Pérdidas reconocidas CREG 172	104
FORMULARIO PR3. Opción de aplicar a plan de reducción de pérdidas CREG 015	105
FORMATO PR4. Pérdidas reconocidas plan de reducción de pérdidas CREG 015.....	105
FORMATO PR5. Pérdidas reconocidas sin plan de reducción de pérdidas CREG	106
FORMATO PR6. Variables Adicionales Pérdidas	107
FORMATO PR7. Seguimiento a plan de reducción de pérdidas.	108
CAPÍTULO CALIDAD DEL SERVICIO.....	111
FORMULARIO CS1. SAIDI y SAIFI	111
FORMATO CS2. DIU y FIU	111
FORMATO CS3. Incentivo de Calidad Media	112
FORMATO CS4. Calidad de Potencia	113
CAPÍTULO BRA.....	116
FORMATO BRA1. Información General Subestaciones.....	116
FORMATO BRA2. Unidades Constructivas de Subestaciones	118
FORMATO BRA3. Unidades Constructivas de Equipos de Subestación	120
FORMATO BRA4. Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones.....	122
FORMATO BRA5. Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones	125
FORMATO BRA6. Unidades Constructivas de Centros de Control.....	127
FORMATO BRA7. Información General Circuitos	129
FORMATO BRA8. Unidades Constructivas de Líneas	130
FORMATO BRA9. Unidades Constructivas de Equipos de Líneas	132
FORMATO BRA10. Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015 .	134
FORMATO BRA 11. Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015.....	135
FORMATO BRA12. Unidades Constructivas Especiales	137

FORMATO BRA13. Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA	138
CAPÍTULO PLANES DE INVERSIÓN.....	140
FORMATO PI1. Inventario Planes	140
FORMATO PI2. Planes Seguimiento	140
FORMATO PI3. Inventario Proyectos	142
FORMATO PI4. Proyectos Seguimiento	144
CAPÍTULO GENERACIÓN	146
FORMULARIO G1. Plantas Despechadas Centralmente.....	146
FORMATO G2. Inventario Plantas de Generación.....	146
FORMATO G3. Planes de Mantenimiento	150
FORMULARIO G4. Obligaciones de Energía en Firme.....	151
FORMULARIO G5. Contratos de Respaldo OEF	151
FORMULARIO G6. Información Contratos de Respaldo Mercado Secundario	152
ANEXO A: MÓDULOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	153
ANEXO B: RÉGIMEN DE TRANSICIÓN PARA EL CALENDARIO DE REPORTE DE INFORMACIÓN	156
ANEXO C: CANTIDAD ENERGÍA CONTRATADA.....	163
ANEXO D: ESTRUCTURA REPORTE DE INFORMACIÓN “OFERTA DE PARTICIPANTES” 164	

I. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Encuesta de Inventario	13
Tabla 2: Tipo de Conexión	17
Tabla 3: Nivel de Tensión	17
Tabla 4: Nivel de Tensión Primario	17
Tabla 5: Porcentaje Propiedad del Activo	18
Tabla 6: Conexión Red	18
Tabla 7: Grupo de Calidad	18
Tabla 8: Ubicación	19
Tabla 9: Condiciones Especiales	19
Tabla 10: Tipo de Área Especial	20
Tabla 11: Estrato/Sector	21
Tabla 12: Autogenerador	21
Tabla 13: Exporta Energía	22
Tabla 14: Tipo de Generación.....	22
Tabla 15: Contrato de Respaldo	22
Tabla 16: Tipo de Tarifa	24
Tabla 17: Tipo de Lectura	24
Tabla 18: Tipo de Factura	26
Tabla 19: Consumo de Subsistencia.....	26
Tabla 20: Tipo Usuario Riesgo de Cartera	27
Tabla 21: Tipo Medidor	28
Tabla 22: Tipo de Conexión	29
Tabla 23: Clase de Petición	31
Tabla 24: Tipo de Respuesta.....	31
Tabla 25: Recuperación Costo Garantía	33
Tabla 26: Tipo de Garantía	34
Tabla 27: Cargo Horario	35
Tabla 28: Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008	39
Tabla 29: Nivel de Tensión y Propiedad del Activo	41
Tabla 30: Balance de Subsidios.....	45
Tabla 31: Último trimestre de subsidios	45
Tabla 32: Mes de giro de subsidios.....	46
Tabla 33: Actividad	47
Tabla 34: Nombre Área de Distribución	50
Tabla 35: Categorías Servicios Adicionales	52
Tabla 36: Conceptos Servicios Adicionales	52
Tabla 37: Mes registro contable.....	56
Tabla 38: Tipo de Giro	58
Tabla 39: Fondo de la Transacción.....	58
Tabla 40: Existe Acuerdo de Mejoramiento.....	59
Tabla 41: Área Apta en Barrios Subnormales	60
Tabla 42: Aislamiento Eléctrico.....	61
Tabla 43: Acuerdo con Suscriptor Comunitario.....	61
Tabla 44: Cartera vencida >90 días >=50% usuarios.....	61
Tabla 45: Perdidas de Energía > 40 %:	61
Tabla 46: Trimestre del año	62
Tabla 47: Tipo de Macromedidor	64
Tabla 48: Consumo o Transferencia de Energía.....	65
Tabla 49: Índice de Clase para Medidor de Energía Activa.....	65
Tabla 50: Tipo de Macromedidor	66
Tabla 51: Códigos para Facturación, Recaudo y Cuenta por Cobrar	69
Tabla 52: Liquidación del Concurso Económico.....	72
Tabla 53: Aporte Concurso Económico.....	72
Tabla 54: Motivo No Pago	73
Tabla 55: Asignación de Convocatoria.....	75
Tabla 56: Modalidad Contrato.....	78
Tabla 57: Tipo de precio	78
Tabla 58: Tipo de cantidad	79
Tabla 59: Garantías contratos.....	79
Tabla 60: Tipo de Garantía	79
Tabla 61: Registro contrato en XM.....	79
Tabla 62: Relé Telecontrolado	81
Tabla 63: Alimentador Radial.....	81
Tabla 64: Normalmente abierto.....	81

Tabla 65: Propiedad Circuito o Línea	81
Tabla 66: Propiedad del transformador	86
Tabla 67: Tipo de Subestación	86
Tabla 68: Fuente de Información	93
Tabla 69: Sexo.....	94
Tabla 70: Tipo de Identificación	94
Tabla 71: Vinculación con la Empresa	94
Tabla 72: Tipo de Vinculación.....	94
Tabla 73: Grado de Escolaridad	95
Tabla 74: Sección o Área de la Empresa	95
Tabla 75: Tipo de Lesión	95
Tabla 76: Origen del accidente	96
Tabla 77: Causa del Accidente	96
Tabla 78: Medidas Tomadas.....	97
Tabla 79: Tipo de Frontera	97
Tabla 80: Tipo de Tecnología de Generación	99
Tabla 81: Clasificación de Generador	100
Tabla 82: ¿Ganador de una de las subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme?	100
Tabla 83: Estado de Solicitud de Conexión.....	101
Tabla 84: Tipo de Elemento Afectado	102
Tabla 85: Ajuste-Elemento que hace parte del evento	102
Tabla 86: Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011.....	104
Tabla 87: Suspensión del Plan	109
Tabla 88: Causales de Suspensión.....	109
Tabla 89: Cancelación del plan.....	109
Tabla 90: Causales de Cancelación.....	110
Tabla 91: Modificó Metas	110
Tabla 92: Salinidad	117
Tabla 93: Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)	117
Tabla 94: Alternativa de Valoración	117
Tabla 95: Remuneración Pendiente.....	119
Tabla 96: Requiere Ser Reemplazado	119
Tabla 97: Horizonte de Reposición	120
Tabla 98: Tipo de Inversión.....	120
Tabla 99: PSN	129
Tabla 100: Tipos de Plan (Inversión Cap 6, Cobertura Cap 13	140
Tabla 101: Tipo de Proyecto	143
Tabla 102: Actividades Relacionadas del Proyecto.....	143
Tabla 103: Plantas despachadas centralmente.....	146
Tabla 104: Nombre de la Planta	147
Tabla 105: Tipo de Generación.....	148
Tabla 106: Tipo energético	148
Tabla 107: Tipo Tecnología	148
Tabla 108: Opción de Obligaciones de Energía en Firme	151
Tabla 109: Contratos de Respaldo.....	152

II. INSTRUCCIONES

La información detallada en los diferentes formatos se deberá preparar en formato de valores delimitados por comas (Comma Separated Values – CSV), en cuya elaboración se deberá tener en cuenta lo siguiente:

1. El separador de valores o de listas será el símbolo coma (,).
2. El separador de punto decimal permitido será el símbolo punto (.).
3. Los valores numéricos deben ir sin especificaciones de unidad.
4. Para los cargues la primera línea del archivo deberá contener los títulos.
5. Los valores numéricos no deben tener separador distinto al decimal.
6. Cada registro termina en nueva línea (LF) y retorno de carro (RC).
7. Los campos de tipo texto no deben contener comas al interior del mismo ni caracteres especiales (ñ, tildes, etc...).
8. Los campos de tipo fecha deben reportarse en formato dd-mm-aaaa
9. Los campos de tipo hora deben reportarse en formato hh:mm (formato 24 h) exceptuando los campos que no soliciten el formato establecido.
10. La información de las categorías de las variables y/o mercados, se mantendrá actualizada a través del sitio WEB del SUI, con el fin de que se conozcan los nuevos códigos que puedan surgir.
11. Los valores decimales deberán ser redondeados en su última cifra de acuerdo con la especificación de cada variable.

Si por ejemplo el número de decimales definido es de 5, la sexta cifra indicará si el quinto decimal debe ser aumentado en 1 o no sufrirá ningún cambio. En resumen, si el dígito siguiente al que debe ser redondeado es 5, 6, 7, 8 o 9, entonces el número será redondeado hacia arriba; si el dígito es 0, 1, 2, 3 o 4, el decimal a redondear se quedará igual.
12. Los valores en pesos (\$) no deberán contener separador de miles y no se registrarán decimales, este debe ser redondeado según lo mencionado en el literal 11.

La información se debe reportar a través de Internet, según el procedimiento que se describa en el Manual SUI.

Para efectos del envío de la información, el SUI ha dispuesto un programa SUI-Validador; todo archivo CSV debe ser cotejado mediante este validador. Este programa verifica la sintaxis del archivo, realiza controles lógicos, comprime y fragmenta el archivo en volúmenes.

En el caso de reporte a través de formularios, estos estarán disponibles en el sitio del SUI, y dispondrán de su respectivo manual de diligenciamiento.

En cualquiera de los dos casos, la información reportada deberá ser certificada. En el caso donde no aplica el reporte de la información, deberá reportarse en las fechas establecidas como "No Aplica" y al certificar el envío deberá indicar la razón correspondiente en el campo "Motivo".

III. ENCUESTA DE INVENTARIOS – INFORMACIÓN COMERCIAL Y TÉCNICO

FORMULARIO EI1. Encuesta de Inventario

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario muestra el listado de formatos de inventarios definidos en la presente resolución por actividad de la cadena de valor de energía eléctrica, que deben ser indicados por los prestadores para su diligenciamiento. Para el reporte de este formulario se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

¿Requiere actualizar alguno de los siguientes inventarios?

Nro	Campo
1	DISTRIBUCIÓN- Inventario de usuarios
2	COMERCIALIZACIÓN- Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)
3	COMERCIALIZADOR- Inventario Macromedidores FOES
4	ADMINISTRADOR DEL MERCADO- Fronteras- Flujos de Energía
5	DISTRIBUCIÓN- Inventario Transformadores
6	DISTRIBUCIÓN- Inventario Alimentadores
7	DISTRIBUCIÓN- Información General Subestaciones
8	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Subestaciones
9	DISTRIBUCIÓN-Unidades Constructivas de Equipos de Subestación
10	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones
11	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones
12	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Centros de Control
13	DISTRIBUCIÓN- Información General Circuitos
14	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Líneas
15	DISTRIBUCIÓN-Unidades Constructivas de Equipos de Líneas
16	DISTRIBUCIÓN-Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015
17	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015
18	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas Especiales
19	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA
20	DISTRIBUCIÓN- Inventario Planes
21	DISTRIBUCIÓN- Inventario Proyectos

- 1. DISTRIBUCIÓN- Inventario de usuarios:** ¿Requiere actualizar el “inventario de usuarios” mencionado en el capítulo “Transversales – comercialización” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 1: Encuesta de Inventario

Código	Descripción
Si	Si requiero actualizar el Inventario
No	No requiero actualizar el Inventario

- 2. COMERCIALIZACIÓN- Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES):** ¿Requiere actualizar el inventario de “Áreas Especiales FOES (AE_FOES)” mencionado en el capítulo “Subsidios” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
- 3. COMERCIALIZADOR- Inventario Macromedidores FOES:** ¿Requiere actualizar el inventario “Macromedidores FOES” mencionado en el capítulo “Subsidios” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.

4. **Administrador del mercado- Fronteras- Flujos de Energía:** ¿Requiere actualizar el inventario “FRONTERAS – Flujos de Energía” mencionado en el capítulo “Transversales - Técnicos” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
5. **DISTRIBUCIÓN- Inventario Transformadores:** ¿Requiere actualizar el “inventario Transformadores” mencionado en el capítulo “Transversales - Técnicos” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
6. **DISTRIBUCIÓN- Inventario Alimentadores:** ¿Requiere actualizar el “inventario Alimentadores” mencionado en el capítulo “Transversales - Técnicos” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
7. **DISTRIBUCIÓN- Información General Subestaciones:** ¿Requiere actualizar el inventario “Información General Subestaciones” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
8. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Subestaciones:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Subestaciones” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
9. **DISTRIBUCIÓN-Unidades Constructivas de Equipos de Subestación:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Equipos de Subestación” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
10. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
11. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
12. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Centros de Control:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Centros de Control” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
13. **DISTRIBUCIÓN- Información General Circuitos:** ¿Requiere actualizar el inventario “Información General Circuitos” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
14. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Líneas:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Líneas” mencionado en el capítulo “BRA” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
15. **DISTRIBUCIÓN-Unidades Constructivas de Equipos de Líneas:** ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Equipos de Líneas” mencionado en

el capítulo "BRA" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.

16. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015:** ¿Requiere actualizar el inventario "Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015" mencionado en el capítulo "BRA" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
17. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015:** ¿Requiere actualizar el inventario "Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015" mencionado en el capítulo "BRA" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
18. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas Especiales:** ¿Requiere actualizar el inventario "Unidades Constructivas Especiales" mencionado en el capítulo "BRA" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
19. **DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA:** ¿Requiere actualizar el inventario "Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA" mencionado en el capítulo "BRA" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
20. **DISTRIBUCIÓN- Inventario Planes:** ¿Requiere actualizar el inventario "Inventario Planes" mencionado en el capítulo "PLANES DE INVERSIÓN" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.
21. **DISTRIBUCIÓN- Inventario Proyectos:** ¿Requiere actualizar el inventario "Inventario Proyectos" mencionado en el capítulo "PLANES DE INVERSIÓN" de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.

IV. INFORMACIÓN COMERCIAL

CAPÍTULO TRANSVERSALES – COMERCIAL

FORMATO TC1. Inventario de usuarios

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 10 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información técnica en relación con el inventario de usuarios, que permite identificar los mismos a nivel de Operador de Red.

Nota:

- I. Cada operador de red, en caso de requerirse, actualizará la información correspondiente al inventario de usuarios, con corte al último día del mes a informar, a más tardar el día 5 (calendario) del mes siguiente, utilizando el formato Inventario de usuarios.
- II. El comercializador a más tardar el día 8 (calendario) de cada mes, deberá comunicar por escrito al operador de red respectivo las inconsistencias que detecte en la información cargada en cumplimiento del numeral I. Adicionalmente, el comercializador deberá informar por escrito al operador de red de manera inmediata cada vez que ingrese un nuevo usuario a una frontera comercial para que este le asigne el respectivo NIU y demás características.

El comercializador deberá garantizar que la comunicación enviada al operador de red, en donde se informa las inconsistencias detectadas en el formato Inventario de usuarios, sea recepcionada a más tardar el día 8 (calendario) del mes correspondiente, sin perjuicio de las acciones que se adelanten por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos contra el comercializador por su incumplimiento.

- III. El operador de red a más tardar el día 10 (calendario) deberá certificar ante el SUI la información cargada según el numeral I.

Para lo anterior, previamente deberá aclarar con los comercializadores la totalidad de las inconsistencias informadas y si es del caso, podrá reemplazar los datos inicialmente cargados al SUI.

Si el comercializador comunicó información de forma incompleta o incorrecta al operador de red, aquel será responsable por este hecho.

Si el operador de red certificó información incorrecta, este hecho se considerará como reporte de información no veraz al SUI.

Lo anterior, deberá ser informado mediante comunicación escrita, por el comercializador al operador de red a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, sin perjuicio de las acciones que se adelanten por esta entidad.

Para el reporte de este formulario se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Niu	17	Dirección
2	Código de conexión	18	Condiciones especiales
3	Tipo de conexión	19	Código área especial
4	Nivel de tensión	20	Tipo área especial
5	Nivel de tensión primario	21	Estrato / sector
6	% propiedad del activo	22	Altitud (usuario)
7	Conexión red	23	Longitud (usuario)

Nro	Campo	Nro	Campo
8	ID comercializador	24	Latitud (usuario)
9	ID mercado	25	Autogenerador
10	Grupo de calidad	26	Exporta energía
11	Código frontera comercial	27	Capacidad autogenerador (kw)
12	Código circuito o línea	28	Tipo de generación
13	Código transformador	29	Código frontera exportación
14	Código dane (NIU)	30	Fecha entrada a generar
15	Cédula catastral	31	Contrato de respaldo
16	Ubicación	32	Capacidad contrato de respaldo

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema. Este código deberá ser comunicado por el OR al comercializador, a más tardar diez (10) días calendario, siguientes a la conexión de un usuario.

Para los usuarios de alumbrado público, el NIU deberá contener CALP (consumidor de alumbrado público) y un número consecutivo de cinco (5) dígitos asignado por el OR. CALP00001. Este código deberá ser comunicado por el OR al comercializador, a más tardar diez (10) días calendario, siguientes a la conexión de un usuario.

- 2. Código de Conexión:** Código asignado por el Operador de Red, el cual corresponde a un Transformador o a un Alimentador en donde el Operador de Red realiza los cálculos de los indicadores de calidad para el usuario.
- 3. Tipo de Conexión:** Corresponde al elemento (Transformador, Alimentador) donde el Operador de Red calcula los indicadores de calidad del usuario basado en la regulación vigente. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 2: Tipo de Conexión

Código	Descripción
1	Circuito
2	Transformador

- 4. Nivel de Tensión:** Nivel de Tensión al que pertenece el usuario. Debe corresponder exactamente al nivel de los cargos por uso de STR o SDL que se le liquidan en la factura. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 3: Nivel de Tensión

Código	Descripción
0	STN: Sistema de Transmisión Nacional (STN)
1	Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menos a 1 kV.
2	Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV,
3	Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 Kv.
4	Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor de 220 kV

- 5. Nivel de Tensión Primario:** Nivel de tensión al cual se conectan los activos que sirven al usuario. En el caso de activos de Nivel de Tensión 1 que sirven al usuario, este campo solo puede tomar valores de 0, 2, 3 y 4. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 4: Nivel de Tensión Primario

Código	Descripción
0	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión STN (Según tabla 2)
2	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión 2 (Según tabla 2)
3	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión 3 (Según tabla 2)
4	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión 4 (Según tabla 2)

6. **% Propiedad del Activo:** Corresponde a la fracción del cargo máximo en el nivel de tensión 1, por concepto de inversión que liquidó el Operador de Red al comercializador para cada usuario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 5: Porcentaje Propiedad del Activo

Código	Descripción
0	Cuando el comercializador liquida el 0% del cargo Máximo de Nivel de tensión 1 por concepto de inversión al usuario.
50	Cuando el comercializador liquida el 50% del cargo Máximo de Nivel de tensión 1 por concepto de inversión al usuario.
100	Cuando el comercializador liquida el 100% del cargo Máximo de Nivel de tensión 1 por concepto de inversión al usuario.
101	El usuario pertenece a un nivel de tensión diferente a 1

7. **Conexión Red:** Hace referencia al tipo de red a la cual se conecta el usuario. Se diligencia 1 en el caso que el usuario se conecte a una red aérea o 2 en el caso que el usuario se conecta a una red subterránea. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 6: Conexión Red

Código	Descripción
1	Aéreo
2	Subterránea

8. **ID Comercializador:** Código asignado por la SSPD al comercializador al momento de realizar el registro en el SUI, el cual publica la Superintendencia en la página del SUI. http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061
9. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización donde se efectuó la venta que se está facturando y que se encuentra registrado en el SUI.
10. **Grupo de Calidad:** Corresponde al número del grupo al que pertenece el usuario conformidad con lo definido en el numeral 5.2.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 7: Grupo de Calidad

Código	Descripción
11	Grupo de Calidad Zona ≥ 100000 Habitantes y $IRF \leq 22$
21	Grupo de Calidad Zona < 100000 Habitantes y $IRF \leq 22$
31	Grupo de Calidad Zona Rural y $IRF \leq 22$
12	Grupo de Calidad Zona ≥ 100000 Habitantes y $22 < IRF \leq 45$
22	Grupo de Calidad Zona < 100000 Habitantes y $22 < IRF \leq 45$
32	Grupo de Calidad Zona Rural y $22 < IRF \leq 45$
13	Grupo de Calidad Zona ≥ 100000 Habitantes y $45 < IRF \leq 100$
23	Grupo de Calidad Zona < 100000 Habitantes y $45 < IRF \leq 100$
33	Grupo de Calidad Zona Rural y $45 < IRF \leq 100$

11. **Código Frontera Comercial:** Corresponde al número de identificación de la frontera comercial, el cual deberá coincidir con el código de la frontera comercial asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales. En el caso de los usuarios del comercializador incúmbete se deberán reportar con el código OR0001.
12. **Código Circuito o Línea:** Identificador asignado por el operador de red para cada una de las líneas o circuitos del sistema que opera. El código de este campo deberá coincidir con el campo Código Circuito o Línea del Formato Inventario de Alimentadores de la presente Resolución.
13. **Código Transformador:** Identificador asignado por el Operador de Red para cada uno de los Transformadores de Distribución. El código de éste campo deberá coincidir con el Campo Código Transformador del formato Inventario de Transformadores de la presente Resolución.

- 14. Código DANE (NIU):** Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia. Con la siguiente estructura: DDDMMCCC, donde "DD" es el código del departamento, "MMM" corresponde al código del municipio y "CCC" corresponde al código del centro poblado. Para los casos en que no aplique el centro poblacional, se debe diligenciar 000.
- 15. Cédula Catastral:** Es la identificación alfanumérica de los predios. La "Información Predial de cada Catastro" es una anotación única, para cada predio urbano o rural, estructurada por cada autoridad catastral (IGAC, Bogotá, Cali, Medellín, Antioquia), que facilita la ubicación geográfica e identificación de los inmuebles, por medio de la asignación de un conjunto de dígitos que los individualiza. El "Número Predial Nacional" es la nueva estructura predial a utilizar por todas las autoridades catastrales del país, definida en el artículo 159 de la Resolución IGAC 070 de 2011.
- 16. Ubicación:** Indica si el usuario corresponde a un inmueble rural disperso, urbano o centro poblado. Se consideran Urbanos, aquellos inmuebles localizados en la Cabecera Municipal.

Centro Poblado: es un área con características urbanas, ubicada en el espacio rural del municipio, conformado por 20 o más viviendas contiguas o adosadas entre sí. Este concepto para fines censales agrupa los caseríos, corregimientos municipales e inspecciones de policía.

Rurales dispersos: son aquellos inmuebles localizados en el espacio rural del municipio, conformado por menos de 20 viviendas contiguas o adosadas entre sí. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 8: Ubicación

Código	Descripción
1	Rural Disperso
2	Urbano
3	Centro Poblado

- 17. Dirección:** Esta información corresponde a la dirección del usuario.
- 18. Condiciones Especiales:** En la prestación del servicio público de energía eléctrica existen algunas condiciones especiales aplicables a los usuarios. Los valores admisibles en este campo son:

Tabla 9: Condiciones Especiales

Código	Descripción
0	Ninguna
1	Especial Asistencial
2	Especial Educativo
3	Áreas Comunes
4	Industrial Bombeo
5	Distrito de Riego
6	Hogar Comunitario
7	Inquilinato
8	Asentamiento Indígena
9	Contribuyente Exento
10	Vivienda de Interés Social o Prioritario

Especial asistencial: Hace referencia a aquellas facturas correspondientes a usuarios especiales tales como hospitales, clínicas, puestos o centros de salud, y demás instituciones asistenciales exentas de pago de contribución conforme a lo dispuesto por la ley.

Especial educativo: Hace referencia a aquellas facturas correspondientes a usuarios especiales tales como colegios, universidades y demás instituciones educativas exentas de pago de contribución conforme a lo dispuesto por la ley.

Áreas comunes: para efectos de facturación del servicio de energía, se consideran como un usuario único y sus consumos se liquidan en la misma forma que se liquidan los consumos de los usuarios del respectivo conjunto habitacional. Literal b Artículo 35 Resolución CREG 108 de 1997

Industrial bombeo: Hace referencia a las facturas correspondientes de usuarios cuyos consumos de energía son utilizados específicamente en las actividades operativas inherentes a la propia prestación del servicio de acueducto y/o alcantarillado.

Distrito de riego: Hace referencia a las facturas correspondientes a usuarios de distritos de riego según artículo 70 de la Ley 1110 de 2006 o las que la modifiquen o sustituyan.

Hogares Comunitarios: establecido en el artículo 127 de la Ley 1450, "Para efecto del cálculo de las tarifas de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas domiciliario, los inmuebles de uso residencial donde funcionan los hogares comunitarios de bienestar y sustitutos serán considerados estrato uno (1)."

Inquilinato: Edificación clasificada en los estratos socioeconómicos 1, 2 ó 3, con una entrada común desde la calle, que aloja tres o más hogares que comparten los servicios públicos domiciliarios y los servicios sanitarios.

Asentamiento Indígena: Hace referencia a los usuarios ubicados en la zona rural dispersa recibirán un tratamiento especial en cuanto a subsidios y contribuciones de servicios públicos domiciliarios se consideran clasificados en estrato 1. (Fuente: ley 732-2002, Art 2).

Se deberá reportar, sí el NIU registrado en el campo 1, cumple con la definición de inquilinato (artículo 1o de la Resolución CREG 108 de 1997)

Contribuyente exento: Según lo establecido en el Artículo 89,7 de Ley 142 de 1994 los usuarios exentos del pago de la contribución de solidaridad son los hospitales, clínicas, puestos y centros de salud, y los centros educativos y asistenciales sin ánimo de lucro,

Por su parte, el Decreto 2915 de agosto del 2011, modificado por el Decreto 4955 de diciembre del 2011, precisó el concepto de 'usuario industrial', destinatario del beneficio de la exención a partir del 2012, indicando que serían aquellos que a 31 de diciembre del 2010 tuvieran registrada como actividad económica principal alguna de las actividades clasificadas en los Códigos 011 a 456 de la Resolución 00432 del 2008 en el respectivo RUT.

Vivienda de Interés Social o Prioritario: Se debe identificar si el usuario hace parte del programa de Vivienda de Interés Social (VIS) o de Vivienda de Interés Social Prioritaria de acuerdo con el Decreto 1077 de 2015.

- 19. Código Área Especial:** Corresponde a un código numérico asignado por el comercializador al área especial definidas en el decreto 111 de 2012 y las disposiciones que lo modifican. Este código debe ser de 4 dígitos.
- 20. Tipo Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales tal como lo describe el decreto 111 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía – MINMINAS - y las disposiciones que lo modifican. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 10: Tipo de Área Especial

Código	Descripción
0	Ninguna
1	Barrio Subnormal
2	Área Rural de Menor Desarrollo
3	Zonas de Dificil Gestión

- 21. Estrato / Sector:** Se refiere al estrato o sector asociado a la estructura tarifaria aplicada. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 11: Estrato/Sector

Código	Descripción
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6
7	Industrial
8	Comercial
9	Oficial
10	Provisional
11	Alumbrado Público

- 22. Altitud (Usuario):** Corresponde a información georeferenciada de la posición del domicilio del usuario, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar.

Para el primer año de vigencia del reporte de la información se debe contar con el 20% de los usuarios georeferenciados.

Para el segundo año de vigencia del reporte de la información el porcentaje de georeferenciación debe ser el 60 % y en el tercer año la totalidad de usuarios.

- 23. Longitud (Usuario):** Coordenas geográficas del sitio donde se encuentra el usuario correspondiente a la longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Para el primer año de vigencia del reporte de la información se debe contar con el 20% de los usuarios georeferenciados.

Para el segundo año de vigencia del reporte de la información el porcentaje de georeferenciación debe ser el 60 % y en el tercer año la totalidad de usuarios.

- 24. Latitud (Usuario):** Coordenas geográficas del sitio donde se encuentra el usuario correspondiente a la latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Para el primer año de vigencia del reporte de la información se debe contar con el 20% de los usuarios georeferenciados.

Para el segundo año de vigencia del reporte de la información el porcentaje de georeferenciación debe ser el 60 % y en el tercer año la totalidad de usuarios.

- 25. Autogenerador:** Corresponde al usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 12: Autogenerador

Código	Descripción
1	AGPE
2	AGGE
3	NO

- 26. Exporta Energía:** Corresponde a la capacidad del generador de entregar excedentes a la red. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 13: Exporta Energía

Código	Descripción
1	Cuenta con la capacidad de entregar excedentes a la red
2	No cuenta con la capacidad de entregar excedentes a la red

27. **Capacidad Autogenerador (kW):** Corresponde a la cantidad de energía instalada a la red por un autogenerador o un generador distribuido.
28. **Tipo de Generación:** Corresponde a la fuente primaria y/o tecnología a partir de la cual se hará el aprovechamiento energético en virtud de lo expuesto en las Resoluciones CREG 024 de 2015 y 030 de 2018.

Tabla 14: Tipo de Generación

Código	Descripción
1	Biomasa
2	Hidroeléctricos
3	Eólica
4	Geotérmica
5	Solar
6	Mares
7	PCH
8	Eólico
9	Combustibles fósiles

29. **Código Frontera Exportación:** Corresponde al número de identificación de la frontera comercial, el cual deberá coincidir con el código de la frontera comercial asignado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC -. En el caso que la frontera comercial de exportación no tenga la obligación de reporte al ASIC, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018 y las que la modifiquen, se deberá asignar el código AGPE0001.
30. **Fecha Entrada a Generar:** Corresponde a la fecha de entrada en servicio de la actividad de generación. Formato dd-mm-aaaa
31. **Contrato de Respaldo:** Hace referencia a si el usuario cuenta con contrato de respaldo, en los términos establecidos en el numeral t del artículo 4 y el capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 y las que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son:

Tabla 15: Contrato de Respaldo

Código	Descripción
1	Cuenta con contrato de respaldo
2	No cuenta con contrato de respaldo

32. **Capacidad Contrato de Respaldo:** Corresponde a la capacidad contratada en modalidad de respaldo con el OR en virtud de la facultad establecida en el literal t del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 o de la obligación definida en el capítulo 10 de la misma Resolución.

FORMATO TC2. Información Comercial de Usuarios

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 10 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato describe las variables y características técnicas que debe cumplir el formato, en relación con la información comercial de los usuarios con la cual el prestador liquida

los consumos en un periodo de tiempo determinado. Para el reporte de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	NIU	28	Valor Total Facturado (\$)
2	ID Factura	29	Tarifa Aplicada (\$/kWh)
3	Fecha de Expedición de la Factura	30	Fecha de Publicación de la Tarifa Aplicada
4	Fecha de Lectura Actual	31	Fecha Registro Contable
5	Fecha de Lectura Anterior	32	Tipo Factura
6	Días Facturados	33	Valor del Subsidio Usuario
7	Tipo de Tarifa	34	Valor Refacturación del Subsidio Usuario
8	Tipo de Lectura	35	Consumo de Subsistencia
9	Consumo Usuario (kWh)	36	Número de familias
10	Consumo Distribuido Comunitario – CDC (kWh)	37	TVC
11	Consumo Promedio semestral (kWh)	38	VC (\$)
12	Facturación por Consumo (\$)	39	Refacturación por Compensación: (\$)
13	Refacturación por Consumo (kWh)	40	VCD (\$)
14	Valor Refacturación por Consumo (\$)	41	VCF (\$)
15	Días de Mora	42	CEC (kWh)
16	Valor por intereses por Mora (\$)	43	CONPU (\$)
17	Valor por intereses de mora sobre las contribuciones no Recaudadas	44	THC
18	Valor Cartera Consumo	45	HC
19	Valor Cartera Contribuciones	46	Carga contratada (kVA)
20	Consumo Energía Reactiva medido (kVArh)	47	Tipo Usuario Riesgo Cartera
21	Consumo Energía Reactiva Facturado (kVArh)	48	Tipo Medidor
22	Tarifa Energía Reactiva (\$/kVarh)	49	Código Medidor
23	Facturación Consumo Energía Reactiva (\$)	50	Valor Consumo Distribuido Comunitario (\$)
24	Valor Refacturación Energía Reactiva (\$)	51	Valor FOES Aplicado al Consumo Distribuido Comunitario
25	Valor de la Contribución (\$)	52	Valor FOES Aplicado Consumo usuario (\$)
26	Refacturación del valor de la Contribución	53	Valor Refacturación usuario FOES (\$)
27	Número de Facturas FOES		

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema. Este código deberá ser comunicado por el OR al comercializador, a más tardar diez (10) días calendario, siguientes a la conexión de un usuario.

Para el registro de la facturación del servicio de alumbrado público se deberá usar el primer código NIU consecutivo asignado al municipio al cual se le liquida la factura.

- 2. ID Factura:** Corresponde al número o identificación de la factura asignada por el comercializador.
- 3. Fecha de Expedición de la Factura:** Se refiere a la fecha de expedición de la factura. Formato dd-mm-aaaa.
- 4. Fecha de Lectura Actual:** Se refiere a la fecha de la lectura del medidor con la cual se calcula el consumo facturado. Formato dd-mm-aaaa.
- 5. Fecha de Lectura Anterior:** Se refiere a la fecha de la lectura del medidor en el periodo inmediatamente anterior. Formato dd-mm-aaaa.
- 6. Días Facturados:** Corresponde al número de días facturados en el periodo.

7. **Tipo de Tarifa:** Corresponde al tipo de tarifa con la que se liquidó el último consumo de dicha factura. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 16: Tipo de Tarifa

Código	Descripción
1	Regulada
2	No Regulada

8. **Tipo de Lectura:** Hace referencia al tipo de lectura. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 17: Tipo de Lectura

Código	Descripción
1	Real
2	Estimada
3	No tiene medidor

Donde el consumo se determina a partir de:

Real: La lectura de un medidor exclusivo que sirve al suscriptor.

Estimada: Una estimación porque la lectura no pudo ser obtenida del medidor.

No tiene medidor: Una estimación por la inexistencia de medidor.

9. **Consumo Usuario (kWh):** Es el consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado para el respectivo periodo.
10. **Consumo Distribuido Comunitario – CDC (kWh):** Corresponde a la distribución de la diferencia de consumos en kWh entre la medición comunitaria y la sumatoria de las medidas individuales de la zona especial en la que se encuentra el usuario.
11. **Consumo Promedio semestral (kWh):** Este valor corresponde al consumo promedio histórico del usuario durante los últimos seis meses en kWh.
12. **Facturación por Consumo (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo facturado durante el periodo reportado (no incluye subsidios, ni contribuciones, ni mora, ni cartera). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
13. **Refacturación por Consumo (kWh):** Corresponde al consumo en kWh que se facturará de más o se dejó de facturar, durante periodos anteriores al que corresponde la factura que se reporta.
14. **Valor Refacturación por Consumo (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) de los kWh consumidos que se facturaron de más o se dejaron de facturar, durante un periodo anterior. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- Este valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar. (No incluye subsidios ni contribuciones). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
15. **Días de Mora:** Corresponde al número de días calendario contados a partir del día siguiente a la fecha del vencimiento de la factura vencida más antigua, por concepto de suministro de energía, que se está liquidando en la factura que se reporta. Es un valor numérico sin decimales.
16. **Valor por intereses por Mora (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$), de los intereses facturados por valores de los consumos dejados de recaudar al usuario. Este valor no debe contener el valor de intereses de la contribución. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
17. **Valor por intereses de mora sobre las contribuciones no Recaudadas:** Corresponde al valor en pesos (\$) de los intereses cobrados por concepto de contribución de solidaridad. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

18. **Valor Cartera Consumo:** Corresponde al valor de cartera asociado al consumo adeudado por el usuario. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
19. **Valor Cartera Contribuciones:** Valor en pesos (\$) asociadas a las contribuciones no pagadas por el usuario. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
20. **Consumo Energía Reactiva medido (kVARh):** Es el consumo de energía reactiva en kVARh determinado mediante diferencia de lecturas para el periodo de facturación reportado.
21. **Consumo Energía Reactiva Facturado (kVARh):** Es el consumo de energía reactiva en kVARh facturado para el periodo de facturación reportado.
22. **Tarifa Energía Reactiva (\$/kVarh):** Corresponde a la tarifa aplicada que se le factura a un usuario por concepto de energía reactiva.
23. **Facturación Consumo Energía Reactiva (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo de energía reactiva facturado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
24. **Valor Refacturación Energía Reactiva (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) de los kVARh consumidos que se facturaron de más o se dejaron de facturar, durante un periodo anterior. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

Este valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar. (No incluye subsidios ni contribuciones). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
25. **Valor de la Contribución (\$):** Corresponde al valor facturado en pesos (\$) por concepto de "contribución de solidaridad" (Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI) de acuerdo con la normatividad vigenten. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado. Valor positivo.
26. **Refacturación del valor de la Contribución:** Corresponde al valor en pesos (\$) de las contribuciones que se facturaron de más o se dejaron de facturar durante un periodo anterior, así como a los ajustes por concepto de contribución efectuados en el mismo mes de facturación.

Este valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar. (No incluye subsidios ni contribuciones). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
27. **Número de Facturas FOES:** Corresponde a la cantidad de facturas a las cuales se les está aplicando el beneficio. El ID de cada una de estas facturas debe ser registrado en Formato "Facturación FOES"
28. **Valor Total Facturado (\$):** Corresponde al valor total facturado en pesos (\$) al usuario, en el periodo reportado por concepto de consumos de Energía Eléctrica y refacturaciones. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
29. **Tarifa Aplicada (\$/kWh):** Corresponde al valor en pesos (\$/kWh) de la tarifa aplicada a consumos inferiores o iguales al Consumo de Subsistencia (CS), cuando se trate de un usuario subsidiado; o a la tarifa con contribución cuando se trate de un usuario contribuyente; o al Costo Unitario (CU) cuando se trate de un usuario a quien se le aplique la tarifa plena. Esta tarifa se reportará 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.

- 30. Fecha de Publicación de la Tarifa Aplicada:** Corresponde a la fecha de publicación de la tarifa que se aplicó al usuario en el periodo de facturación. Formato dd-mm-aaaa.
- 31. Fecha Registro Contable:** Corresponde a la fecha en la cual se efectúa el registro de la factura en la contabilidad de la empresa. Formato dd-mm-aaaa.
- 32. Tipo Factura:** Corresponde al tipo de facturación. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 18: Tipo de Factura

Código	Descripción
1	Inicial
2	Anulada
3	Reliquidación y Refacturación

- 33. Valor del Subsidio Usuario:** Corresponde al valor facturado en pesos (\$) de subsidios aplicados en la factura a los usuarios que se vean beneficiados por estos. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 34. Valor Refacturación del Subsidio Usuario:** Corresponde al valor en pesos (\$) de los subsidios que se facturaron de más o se dejaron de facturar, durante un periodo anterior y de los ajustes por concepto de subsidios otorgados en el mismo mes de facturación.

Este valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

- 35. Consumo de Subsistencia:** Corresponde a la cantidad mínima de electricidad definida por la UPME, utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 19: Consumo de Subsistencia

Código	Descripción
1	173 kWh-mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar
2	130 kWh- mes para alturas iguales o superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar
3	184 kWh-mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar para Barrios Subnormales
4	138 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar para Barrios Subnormales
5	Cuando se refiera a usuarios de estratos 4, 5 y 6.

- 36. Número de familias:** Corresponde al número de familias o de usuarias que hacen parte de un inquilinato o de un barrio subnormal, Para el caso en el cual no se corresponda a un inquilinato o barrio subnormal, este campo deberá reportarse en cero 0.
- 37. TVC:** Total de eventos compensados al usuario hasta el mes anterior de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.
- 38. VC (\$):** Corresponde al valor total en pesos (\$) compensados al usuario en la factura. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.

Este campo se deberá diligenciar si el usuario recibió la compensación respectiva, en caso contrario, el valor a compensar no pagado se deberá registrar en el campo CONPU de este formato.

- 39. Refacturación por Compensación: (\$):** Corresponde al valor en pesos del total del valor compensado al usuario, que se facturaron de más o se dejaron de facturar de acuerdo con la normativa vigente. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 40. VCD (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) a compensar al usuario en la factura por incumplimiento de la duración máxima de eventos. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.
- 41. VCF (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) a compensar al usuario en la factura por incumplimiento del número máximo de eventos garantizado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.
- 42. CEC (kWh):** Corresponde al consumo estimado a compensar en kWh según factura, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.
- 43. CONPU (\$):** Corresponde al valor total en pesos (\$) de las compensaciones no pagadas al usuario durante el periodo de facturación. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 44. THC:** Corresponde al total de horas compensadas al usuario en el periodo de facturación anterior de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.
- 45. HC:** Corresponde a la variable HC definida en el numeral 5.2.4.3 de la Resolución CREG 015 de 2018, para el periodo de facturación.
- 46. Carga contratada (kVA):** Es la potencia máxima disponible asignada al usuario de acuerdo con el contrato de condiciones uniformes o al contrato de conexión existente.
- 47. Tipo Usuario Riesgo Cartera:** Corresponde a la clasificación del tipo de usuario asociado a los riesgos de cartera definidos en la Resolución CREG 180 de 2014. En caso de que se trate de un usuario no regulado, debe clasificarse con el código 7 de la siguiente tabla. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 20. Tipo Usuario Riesgo de Cartera

Código	Descripción
1	Usuario regulado cuyo riesgo de cartera será reconocido al comercializador a través de la prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales RCT.
2	Usuario regulado ubicado en áreas especiales que al 31 de diciembre de 2013 estaba siendo atendido por el comercializador i, en el mercado de comercialización j y cuyo riesgo de cartera será reconocido al comercializador a través de la prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por la atención de usuarios en áreas especiales RCAE.
3	Usuario regulado ubicado en áreas especiales que empezó a ser atendido a partir del año 2014 y cuyo riesgo de cartera será reconocido al comercializador a través de la prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales RCT.
4	Usuario regulado ubicado en barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2013 estaba siendo atendido por un comercializador diferente al integrado al operador de red y cuyo riesgo de cartera será reconocido al comercializador a través de la prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador por atender usuarios ubicados en barrios subnormales RCSNE.
5	Usuario regulado ubicado en barrios subnormales que empezó a ser atendido a partir del 1 de enero de 2017 y cuyo riesgo de cartera será reconocido al comercializador a través de la prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales RCT.
6	Usuario regulado nuevo incorporado al SIN y cuyo riesgo de cartera será reconocido al comercializador a través de la prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador por atender nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura, de conformidad con la política pública definida por el Ministerio de Minas y Energía RCNU.
7	No aplica

- 48. Tipo Medidor:** Corresponde al tipo de equipo o sistema de medida instalado, con el cual se determina el consumo del usuario. En caso de que se trate de un usuario sin medidor debe clasificarse con el código 6 de la siguiente tabla. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 21: Tipo Medidor

Código	Descripción
1	Electromecánico
2	Electrónico
3	Bidireccional (permite medir tanto importaciones como exportaciones de energía)
4	Inteligente unidireccional (Cuenta con dispositivos y protocolos que permiten el almacenamiento, gestión y transmisión de información, y/o la operación remota del medidor)
5	Inteligente bidireccional
6	Usuario sin medidor

- 49. Código Medidor:** Corresponde al código asignado por el operador de red al medidor del usuario.
- 50. Valor Consumo Distribuido Comunitario (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo distribuido comunitario - CDC.
- 51. Valor FOES Aplicado al Consumo Distribuido Comunitario:** Corresponde al valor \$/kWh del beneficio FOES aplicado al CDC.
- 52. Valor FOES Aplicado Consumo usuario (\$):** Corresponde al valor \$/kWh del beneficio FOES aplicado al consumo del usuario.
- 53. Valor Refacturación usuario FOES (\$):** Corresponde al valor en pesos (\$) del beneficio FOES del consumo del usuario que se aplicaron de más o se dejaron de aplicar durante periodos anteriores al que corresponde la factura que se reporta. Este valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

Nota: Registro de la información de Refacturación y/o Anulación de una factura. En el evento de realizar una refacturación o una anulación de una factura de cobro del servicio público domiciliario de energía eléctrica, la empresa debe informar este hecho en el formato "Información Comercial de Usuarios", en un nuevo registro, identificando lo siguiente: NIU, factura a modificar y fecha en que se realizó el ajuste respectivo. Los campos que hacen parte de este proceso son:

ID Factura: debe identificar la factura que se refactura o se anula, que puede ser del periodo que se reportando o de periodos anteriores.

Fecha de Expedición de la Factura: debe registrar la fecha en cual se refactura o anula la factura.

Fecha Registro Contable: debe registrar la fecha en que se contabilizo la anulación o refacturación.

Tipo de Factura: debe seleccionar la opción 3 (Refacturada) o 2 (Anulada).

En el caso de la Refacturación, solo se debe registrar la información pertinente en los campos de refacturación definidos en el formato "Información Comercial de Usuarios", el valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar, según sea el caso.

Para la Anulación de una factura, en los demás campos del formato "Información Comercial de Usuarios" se debe registrar la misma información que fue reportada en la factura inicial. Si una vez anulada la factura la empresa genera una nueva, esta debe ser reportada en un nuevo registro con Tipo de Factura 3 (Refacturada) y en la fecha que se realizó

FORMATO TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 21 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato permite que las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional indiquen las variables principales con las cuales se liquidan los cargos de distribución a los usuarios finales. Para el reporte de este formulario se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU o Frontera
2	ID Empresa
3	Nivel de Tensión
4	Nivel de Tensión Primario
5	% Propiedad del Activo
6	Tipo de conexión
7	Código de conexión
8	Conexión Red
9	Consumo (kWh)

- 1. NIU o Frontera :** En el caso de los usuarios del comercializador incumbente, corresponde al número de identificación del usuario o Suscriptor, refiriéndose al número que el Operador de Red asigno a cada uno de los usuarios conectados a su sistema , y en el caso de usuarios de los comercializadores entrantes, al número de identificación de la frontera comercial, el cual debe coincidir con el código de (a frontera comercial asignado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC.
 - 2. ID Empresa:** Código asignado por la SSPD al comercializador al momento de realizar el registro en el SUI. Este código debe corresponder al representante de la frontera mencionada en el campo anterior, o al agente que atiende al usuario con el NIU especificado en el campo anterior.
 - 3. Nivel de Tensión:** Nivel de Tensión al que pertenece el usuario. Debe corresponder exactamente al nivel de los cargos por uso de STR o SDL que se le liquidan en la factura. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 3.
 - 4. Nivel de Tensión Primario:** Nivel de tensión al cual se conectan los activos que sirven al usuario. En el caso de activos de Nivel de Tensión 1 que sirven al usuario, este campo solo puede tomar valores 2 o 3. Se debe tener en cuenta que en el caso que el usuario pertenezca a un nivel de tensión distinto a 1, este campo se reportará como cero (0). Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 4.
 - 5. % Propiedad del Activo:** Corresponde a la fracción del cargo máximo en el nivel de tensión 1, por concepto de inversión que liquidó el Operador de Red al comercializador para cada usuario Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 5.
- Nota: En este campo se deberá reportar como cero (0) en el caso que el usuario pertenezca a un nivel de tensión distinto de 1.
- 6. Tipo de conexión:** Es la forma como el usuario se conecta al sistema del OR, que puede ser conectado directamente a un circuito o línea (Nivel 4, 3, 2) o conectado a través de un transformador de distribución (Nivel 1). Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 22: Tipo de Conexión

Código	Descripción
1	La conexión es a un Circuito o línea
2	Transformador de distribución

7. **Código de conexión:** Código asignado por el operador de red, el cual corresponde a un transformador de distribución o a un alimentador del sistema que opera el OR al cual se encuentra conectado el usuario.
8. **Conexión Red:** Hace referencia al tipo red a la cual se conecta el usuario. Se diligencia una 1 en el caso que el usuario se conecte a una red aérea o 2 en el caso que el usuario se conecta a una red subterránea. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 6.
9. **Consumo (kWh):** Es la energía en kWh que es facturada como energía activa con los cargos por uso del mes determinado. Este valor debe ser numérico y sin decimales.

FORMATO TC4. Información de peticiones que no constituyen una reclamación

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 20 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Los comercializadores del servicio de Energía Eléctrica deberán reportar las peticiones presentadas por los suscriptores o usuarios que no constituyen reclamación y no se derivan de una inconformidad o controversia entre el usuario y la empresa.

La información de peticiones corresponde a:

- Peticiones recibidas durante el periodo de reporte
- Peticiones de otros periodos por resolver (Aceptada en trámite, Pendiente gestión del usuario. Pendiente de respuesta y/o Sin Respuesta)
- Peticiones resueltas en el periodo de reporte (Rechazadas o Aceptada ejecutada)

Para el reporte de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	Código DANE
3	Radicado Recibido
4	Fecha Petición
5	Clase de Petición
6	Tipo de Respuesta
7	Fecha Respuesta
8	Radicado Respuesta
9	Fecha de Ejecución

1. **NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.
2. **Código DANE:** Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político- administrativa de Colombia. Con la siguiente estructura: DDMMMCCC, donde "DD" es el código del departamento, "MMM" corresponde al código del municipio y "CCC" corresponde al código del centro poblado. Para los casos en que no aplique el centro poblacional, se debe diligenciar 000.

Cuando un prestador deba dar traslado de la reclamación a otro prestador de servicios públicos, este trasladará igualmente la información de los 5 primeros campos del presente formato. Lo anterior no exime a ningún prestador del envío de la información al SUI, conforme a lo solicitado mediante este acto administrativo.

3. **Radicado Recibido:** Corresponde a una cadena alfanumérica de máximo 20 caracteres, con el que se identifica el radicado de recepción asignado por la empresa a

la PQR recibida de forma verbal, escrita o cualquier otro medio. Incluye las reclamaciones recibidas de terceros por traslado de competencia.

4. **Fecha Petición:** Fecha en la cual fue radicada la reclamación por el usuario o suscriptor. El diligenciamiento de este campo es obligatorio. Formato: dd-mm-aaaa
5. **Clase de Petición:** Corresponde al código asignado al tipo de petición. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 23: Clase de Petición

Código	Clase de Petición	Descripción
1	Conexión nivel de tensión 1	Corresponde a aquellas peticiones que presentan los suscriptores potenciales o usuarios para obtener la conexión del servicio al nivel de tensión 1 de energía eléctrica.
2	Conexión nivel de tensión 2	Corresponde a aquellas peticiones que presentan los suscriptores potenciales o usuarios para obtener la conexión del servicio al nivel de tensión 2 de energía eléctrica.
3	Conexión nivel de tensión 3	Corresponde a aquellas peticiones que presentan los suscriptores potenciales o usuarios para obtener la conexión del servicio al nivel de tensión 3 de energía eléctrica.
4	Conexión nivel de tensión 4	Corresponde a aquellas peticiones que presentan los suscriptores potenciales o usuarios para obtener la conexión del servicio al nivel de tensión 4 de energía eléctrica.
5	Reinstalación	Cuando el suscriptor o usuario solicita la reinstalación del servicio por causa del corte efectuado por el prestador.
6	Reconexión	Cuando el suscriptor o usuario solicita la reconexión del servicio por causa de la suspensión efectuada por el prestador.
7	Terminación de contrato	Cuando el suscriptor o usuario solicita la terminación del contrato de servicios públicos.

6. **Tipo de Respuesta:** Corresponde al código asignado al estado de la petición efectuada por el suscriptor o usuario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 24: Tipo de Respuesta

Código	Descripción
1	Rechazada
2	Aceptada ejecutada
3	Aceptada en trámite
4	Pendiente gestión del usuario
5	Pendiente de respuesta
6	Sin respuesta

Donde:

Rechazada: Cuando por razones normativas, técnicas u operativas no es posible atender la petición.

Aceptada ejecutada: Cuando la empresa acepta la petición y ha ejecutado el requerimiento.

Aceptada en trámite: Cuando la empresa acepta la petición y se encuentra en trámite para la ejecución.

Pendiente gestión del usuario: Cuando la empresa acepta la petición y la ejecución depende exclusivamente de trámites que debe realizar el usuario.

Pendiente de respuesta: Cuando el prestador aún se encuentra dentro de los términos legales para dar respuesta.

Sin respuesta: Cuando para la fecha de reporte se han vencido los términos de ley sin que se haya emitido respuesta.

7. **Fecha Respuesta:** Fecha en la cual se le dio respuesta a la petición del suscriptor o usuario. En el caso en que la petición no se encuentre resuelta y el campo Tipo de

Respuesta1 corresponda a los códigos 5 (Pendiente de respuesta) y 6 (Sin respuesta) en este campo se debe colocar N. Formato dd-mm-aaaa.

8. **Radicado Respuesta:** Corresponde a una cadena alfanumérica definida por el prestador que corresponde al radicado de la respuesta dada a la petición. Solamente en el caso en que el Tipo de Respuesta corresponda a los códigos 5 (Pendiente de respuesta) y 6 (Sin respuesta) en este campo se debe colocar N.

Cuando la petición sea verbal y se responda de la misma manera, en este campo se colocará el mismo radicado de entrada, salvo que la empresa le asigne radicado de salida.

9. **Fecha de Ejecución:** Fecha en la cual se ejecutó efectivamente la petición del suscriptor o usuario. El diligenciamiento de este campo solo se aplica cuando el tipo de respuesta corresponda al código 2 (Aceptada Ejecutada), de lo contrario se debe colocar N. Formato: dd-mm-aaaa.

CAPÍTULO TARIFARIO

FORMULARIO T1. Recuperación Costo Garantía

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 15 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario permite que las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional indiquen si recuperarán o no, a través del componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación del Servicio calculado con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 180 de 2014, los costos incurridos por concepto de constitución de garantías financieras en el marco de los artículos 19 y 20 de la mencionada resolución. Lo reportado por la empresa en este formulario será la fuente principal para el ejercicio de vigilancia y control en el marco del cálculo del componente de Comercialización. Para el reporte de este formulario se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿Recuperará la empresa a través del componente de comercialización el costo de las garantías financieras constituidas?
2	Observación

- 1. ¿Recuperará la empresa a través del componente de comercialización el costo de las garantías financieras constituidas?:** La empresa debe indicar si recuperará o no el costo de la garantía financiera constituida, en el marco de lo definido en los artículos 19 y 20 de la Resolución CREG 180 de 2014, a través del componente de comercialización en el mes siguiente del reporte. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 25: Recuperación Costo Garantía

Código	Descripción
Si	Si recuperará el costo de la garantía financiera constituida
No	No recuperará el costo de la garantía financiera constituida

- 2. Observación:** Corresponde a la justificación de la empresa para la no aplicación de la constitución de garantías financieras para el periodo de cargue. Ejemplo: Uso de prepago o cuenta custodia.

FORMATO T2. Garantías Financieras

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario T1. Recuperación Costo Garantía".

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional que constituyeron y decidieron declarar las garantías financieras de acuerdo con lo establecido en los artículos 19 y 20 de la Resolución CREG 180 de 2014 para ser recuperadas a través del componente de Comercialización. Lo reportado por la empresa en este formulario será la fuente principal para el ejercicio de vigilancia y control en el marco del cálculo del componente de Comercialización. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Tipo de Garantía	7	Fecha Inicio Vigencia
2	NIT Beneficiario	8	Fecha Finalización Vigencia
3	DV Beneficiario	9	Valor Total Garantía
4	Emisor	10	Costo Garantía
5	Número Garantía	11	Costo a Recuperar
6	Mes Cobertura		

- Tipo de Garantía:** Corresponde al tipo de garantía constituida por el comercializador con destino al Mercado de Energía Mayorista (MEM) o para cubrir los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistema de Distribución Local (SDL). Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 26: Tipo de Garantía

Código	Descripción
1	MEM: Mercado de Energía Mayorista
2	STR: Sistema de Transmisión Regional
3	SDL: Sistema de Distribución Local

- NIT Beneficiario:** Corresponde al Número de Identificación Tributaria (NIT) sin dígito de verificación del beneficiario de la garantía de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera. Es una empresa de servicios públicos.
- DV Beneficiario:** Corresponde al dígito de verificación del Número de Identificación Tributaria (NIT) del beneficiario indicado en el campo 2.
- Emisor:** Nombre comercial de la entidad financiera que expide la garantía.
- Número Garantía:** Número de la garantía expedida por la entidad financiera.
- Mes Cobertura:** Corresponde al mes en el cual la empresa recuperará a través del componente de comercialización el costo de la garantía financiera constituida ($m + 1$). Donde m = Mes de cargue de la información.
- Fecha Inicio Vigencia:** Fecha de inicio de la vigencia de la garantía de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera. Formato: dd-mm-aaaa
- Fecha Finalización Vigencia:** Fecha de finalización de la vigencia de la garantía de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera. Formato: dd-mm-aaaa
- Valor Total Garantía:** Valor total en pesos (\$) garantizado de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera.
- Costo Garantía:** Valor en pesos (\$) cancelado por la empresa a la entidad financiera por la constitución de la garantía de acuerdo con la cuenta de cobro expedida por la entidad financiera.
- Costo a Recuperar:** Corresponde al valor en pesos (\$) real del costo de la garantía a incluir en el cálculo del componente de Comercialización. Este valor debe ser menor o igual al valor reportado en el campo 10. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

Nota: Soporte Garantía: Soporte de la garantía constituida y cuenta de cobro expedida por la entidad financiera. Archivo pdf.

Este documento es un solo archivo pdf que contiene el conjunto de garantías y cuentas de cobro que soportan la información reportada. Recuerde que el formato no puede certificarse si este archivo no se encuentra cargado.

FORMATO T3. Tarifas Publicadas

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 15 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 22 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de la publicación de tarifas de las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional dando cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	10	Tarifa Nivel 1 50% OR
2	Cargo Horario	11	Tarifa Nivel 1 0% OR
3	Inicio franja horaria	12	Tarifa Nivel 2
4	Fin franja horaria	13	Tarifa Nivel 3
5	Estrato / Sector	14	Tarifa Nivel 4
6	% Subsidiado 100% OR	15	Cfjm
7	% Subsidiado 50% OR	16	Fecha Publicación
8	% Subsidiado 0% OR	17	Diario Publicación
9	Tarifa Nivel 1 100% OR		

- ID Mercado:** Código de Identificación del mercado que atiende la ESP y que se encuentra registrado en el SUI.
- Cargo Horario:** Corresponde al nombre de tipo de cargo horario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 27: Cargo Horario

Código	Descripción
1	Máxima
2	Media
3	Mínima
4	Monomio

- Inicio franja horaria:** Corresponde al inicio de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar. Rango definido entre Min = 00:00 y Máx = 24:00. Para Monomio dejar siempre 00:00. Siempre debe cumplirse con la estructura establecida.
- Fin franja horaria:** Corresponde al fin de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar. Rango definido entre Min = 00:00 y Máx = 24:00. Para Monomio dejar siempre 24:00. Siempre debe cumplirse con la estructura establecida.
- Estrato / Sector:** Estrato o sector de aplicación de la tarifa. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 11. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.
- % Subsidiado 100% OR:** Corresponde al porcentaje (%) de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo es del operador de red. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
- % Subsidiado 50% OR:** Corresponde al porcentaje (%) de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo es compartida entre el operador de red y el usuario. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.

8. **% Subsidiado 0% OR:** Corresponde al porcentaje (%) de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo no es del operador de red. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
9. **Tarifa Nivel 1 100% OR:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 1 donde el OR es propietario de los activos. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
10. **Tarifa Nivel 1 50% OR:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 1 donde el OR y el usuario son propietarios de los activos. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
11. **Tarifa Nivel 1 0% OR:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 1 donde el OR no es el propietario de los activos. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
12. **Tarifa Nivel 2:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 2. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
13. **Tarifa Nivel 3:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 3. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
14. **Tarifa Nivel 4:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 4. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
15. **Cfjm:** Costo base de comercialización para cada mercado de comercialización j, expresado en pesos (\$) por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.
16. **Fecha Publicación:** Fecha de publicación realizada por la empresa en un periódico de amplia circulación nacional o municipal donde preste el servicio, de las tarifas del servicio de energía eléctrica. Formato: dd-mm-aaaa
17. **Diario Publicación:** Nombre del diario de circulación nacional o municipal donde la empresa publicó las tarifas calculadas y que aplicará a sus usuarios. Cadena de caracteres, sin caracteres especiales.

Nota: Soporte Publicación: Soporte de la publicación en prensa. Archivo en formato PDF donde se evidencien claramente las tarifas publicadas, la fecha y el nombre del diario.

Recuerde que el formato no puede certificarse si este archivo no se encuentra cargado.

FORMATO T4. Actualización Tarifas Publicadas

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: A solicitud del prestador.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información de la actualización a la publicación de tarifas de las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional dando cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007.

Las actualizaciones o ajustes a una publicación de tarifas se presentan por error de cálculo por parte de la empresa, error en la información por parte del administrador del mercado o un error en la transcripción de la información al momento de publicar en prensa. Independiente del error cometido, no es función de esta Superintendencia aprobar la actualización, corrección, o re publicación de las tarifas debido a la dinámica del proceso de cálculo de las mismas y al derecho que tienen los usuarios a estar debidamente informados del valor con el que van a ser

liquidados sus consumos; sin embargo, las empresas si tienen la obligación de reportar a la SSPD cada una de las publicaciones realizadas en prensa, incluidas las republicaciones.

Es por eso que se incorpora el presente formato y debe entenderse como una actualización a la información reportada en el **Formato Tarifas Publicadas**, ya que obedece a la realidad del funcionamiento de la publicación de tarifas. Siempre que se habilite este formato, la empresa debe cargar nuevamente la totalidad de la información publicada inicialmente en el **Formato Tarifas Publicadas** ya actualizada.

El formato será habilitado por la mesa de ayuda del Grupo SUI a solicitud del prestador previa la verificación de los siguientes requisitos:

- Que ya exista un cargue del formato **Tarifas Publicadas** del mes que se pretenda actualizar.
- Que la fecha en que se solicite la habilitación de este formato no supere los 5 meses de la fecha de la publicación inicial del formato **Tarifas Publicadas**.
- Que la solicitud de habilitación del formato corresponda a la actualización de solo un mes. En caso de requerirse actualizar varios meses, deben realizarse en cargues distintos.

Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	11	Tarifa Nivel 1 100% OR
2	Año Corregido	12	Tarifa Nivel 1 50% OR
3	Mes Corregido	13	Tarifa Nivel 1 0% OR
4	Cargo Horario	14	Tarifa Nivel 2
5	Inicio franja horaria	15	Tarifa Nivel 3
6	Fin franja horaria	16	Tarifa Nivel 4
7	Estrato / Sector	17	Cfjm
8	% Subsidiado 100% OR	18	Fecha Publicación
9	% Subsidiado 50% OR	19	Diario Publicación
10	% Subsidiado 0% OR		

1. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado que atiende la ESP y que se encuentra registrado en el SUI.
2. **Año Corregido:** Año de corrección de la publicación realizada en el diario de circulación nacional o municipal de las tarifas publicadas por el comercializador en los mercados atendidos.
3. **Mes Corregido:** Mes de corrección de la publicación de tarifas.
4. **Cargo Horario:** Corresponde al nombre de tipo de cargo horario. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 27.
5. **Inicio franja horaria:** Corresponde al inicio de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar. Rango definido entre Min = 00:00 y Máx = 24:00. Para Monomio dejar siempre 00:00. Siempre debe cumplirse con la estructura establecida.
6. **Fin franja horaria:** Corresponde al fin de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar. Rango definido entre Min = 00:00 y Máx = 24:00. Para Monomio dejar siempre 24:00. Siempre debe cumplirse con la estructura establecida.
7. **Estrato / Sector:** Estrato o sector de aplicación de la tarifa. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 11. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.

8. **% Subsidiado 100% OR:** Corresponde al porcentaje de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo es del operador de red. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
9. **% Subsidiado 50% OR:** Corresponde al porcentaje de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo es compartida entre el operador de red y el usuario. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
10. **% Subsidiado 0% OR:** Corresponde al porcentaje de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo no es del operador de red. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
11. **Tarifa Nivel 1 100% OR:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 1 donde el OR es propietario de los activos. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
12. **Tarifa Nivel 1 50% OR:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 1 donde el OR y el usuario son propietarios de los activos. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
13. **Tarifa Nivel 1 0% OR:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 1 donde el OR no es el propietario de los activos. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
14. **Tarifa Nivel 2:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 2. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
15. **Tarifa Nivel 3:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 3. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
16. **Tarifa Nivel 4:** Valor en \$/kwh para usuarios conectados al nivel de tensión 4. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
17. **Cfjm:** Costo base de comercialización para cada mercado de comercialización j, expresado en pesos (\$) por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.
18. **Fecha Publicación:** Fecha de republicación realizada por la empresa en un periódico de amplia circulación nacional o municipal donde preste el servicio, de las tarifas del servicio de energía eléctrica. Formato: dd-mm-aaaa.
19. **Diario Publicación:** Nombre del diario de circulación nacional en donde la ESP republicó las tarifas calculadas y aplicadas en sus mercados. Cadena de caracteres, sin caracteres especiales.

Nota: Soporte Publicación: Soporte de la republicación en prensa. Archivo en formato PDF donde se evidencien claramente las tarifas publicadas, la fecha y el nombre del diario.

Recuerde que el formato no puede certificarse si este archivo no se encuentra cargado.

FORMULARIO T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formato T3. Tarifas Publicadas"

Fecha límite para reporte: Hasta el día 24 de cada mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario permite que las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional indiquen si aplicaron o no, el mecanismo de opción tarifaria con base en los lineamientos de la Resolución CREG 168 de 2008. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿Aplicó la empresa para este mes la opción tarifaria (Resolución CREG 168 de 2008) ?

- 1. ¿Aplicó la empresa para este mes la opción tarifaria (Resolución CREG 168 de 2008) ?:** Corresponde a si la empresa aplicó o no la opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 168 de 2008. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 28: Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008

Código	Descripción
Si	Aplicó opción tarifara Resolución CREG 168 de 2008
No	No Aplicó opción tarifara Resolución CREG 168 de 2008

FORMATO T6. Opción Tarifaria168 / 2008

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008" opción "SI".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 24 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de las variables de la opción tarifaria aplicada por una empresa en un periodo determinado bajo lineamientos de la resolución CREG 168 del 2008. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Año Tarifa
2	Mes Tarifa
3	ID Mercado
4	NT
5	PV
6	SA
7	VR
8	CUVC
9	CUVm-1
10	i

- 1. Año Tarifa:** Año de la publicación realizada en el diario de circulación nacional o municipal de las tarifas publicadas por el comercializador en los mercados atendidos.
- 2. Mes Tarifa:** Mes de la aplicación de la opción tarifaria.
- 3. ID Mercado:** Código de Identificación del mercado que atiende la ESP y que se encuentra registrado en el SUI.
- 4. NT:** Corresponde al Nivel de Tensión en el que el comercializador aplica la opción tarifaria. Debe corresponder exactamente al nivel de los cargos por uso de STR o SDL que se le liquidan en la factura. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 3.
- 5. PV:** Corresponde al porcentaje (%) de variación mensual que se aplicará por el comercializador minorista sobre el CU. Tendrá un valor mínimo de 0,5% y un máximo del 2%. Este porcentaje deberá ser definido en valores discretos de 0,5.

6. **SA:** Saldo Acumulado, expresado en \$, del comercializador i para el mes m en el nivel de tensión n del mercado de comercialización j, por las diferencias entre el Costo Unitario de Prestación del Servicio calculado y el Costo Unitario de Prestación del Servicio aplicado.
7. **VR:** Ventas de energía a usuarios regulados en el nivel de tensión n, en el mes m-1 efectuadas por el Comercializador i, en el mercado de comercialización j, expresado en kWh.
8. **CUVC:** Costo Unitario de Prestación del Servicio, expresado en \$/kWh, calculado para el mes m, conforme a la Resolución CREG 119 de 2007 para los usuarios conectados en el nivel de tensión n del comercializador minorista i en el mercado de comercialización j. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
9. **CUVm-1:** Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio, expresado en \$/kWh, aplicado en el mes m-1 para el nivel de tensión n del comercializador minorista i en el mercado de comercialización j. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
10. **i:** Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce como máximo al Comercializador minorista por los saldos acumulados en la variable SA.

Nota: Soporte comunicación: Corresponde a la comunicación suscrita por el representante legal en donde se informe la decisión de acogerse a la opción tarifaria de acuerdo con los numeral 1 y 7 del artículo 2 de la Resolución CREG 168 de 2008. Archivo PDF.

FORMATO T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008” opción "NO" o Certificación del “Formato T6. Opción Tarifaria 168 / 2008”

Fecha límite para reporte: Hasta el día 26 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información del costo Unitario de Prestación del Servicio de una empresa comercializadora de energía eléctrica con destino al mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional en un periodo determinado en el marco de la publicación realizada en cumplimiento al artículo 18 de la Res CREG 119 de 2007. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Mercado
2	NT y PROP
3	Gm
4	Tm
5	Prnm
6	Dnm
7	Cvm
8	Rm
9	CUvm

1. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado que atiende la ESP y que se encuentra registrado en el SUI.

2. **NT y PROP:** Corresponde al Nivel de Tensión y la propiedad del activo. 100 = OR propietario de activos, 50 = OR y Usuario propietario de activos, 0 = OR no es propietario de activos. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 29: Nivel de Tensión y Propiedad del Activo

Código	Cargo Horario
1-100	NT1 Propiedad OR
1-50	NT1 Propiedad OR y Usuario
1-0	NT1 Sin Propiedad OR
2	NT2
3	NT3
4	NT4

3. **Gm:** Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
4. **Tm:** Costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes m. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
5. **Prnm:** Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
6. **Dnm:** Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
7. **Cvm:** Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh). Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
8. **Rm:** Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
9. **CUvm:** Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.

FORMATO T8. Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: A solicitud del prestador.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información del costo Unitario de Prestación del Servicio de una empresa comercializadora de energía eléctrica con destino al mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional en un periodo determinado en el marco de la corrección a la publicación realizada en cumplimiento al artículo 18 de la Res CREG 119 de 2007. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura

Las actualizaciones o ajustes a una publicación de tarifas se presentan por error de cálculo por parte de la empresa, error en la información por parte del administrador del mercado o un error en la transcripción de la información al momento de publicar en prensa. Independiente del error cometido, no es función de esta Superintendencia aprobar la corrección o re publicación de las

tarifas debido a la dinámica del proceso de cálculo de las mismas y al derecho que tienen los usuarios a estar debidamente informados del valor con el que van a ser liquidados sus consumos; sin embargo, las empresas si tienen la obligación de reportar a la SSPD cada una de las publicaciones realizadas en prensa, incluidas las republicaciones.

Es por eso que se incorpora el presente formato y debe entenderse como una actualización a la información reportada en el **Formato Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR**, ya que obedece a la realidad del funcionamiento de la publicación de tarifas. Siempre que se habilite este formato, la empresa debe cargar nuevamente la totalidad de la información publicada inicialmente en el **Formato Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR** ya actualizada.

El formato será habilitado por la mesa de ayuda del Grupo SUI a solicitud del prestador previa la verificación de los siguientes requisitos:

- Que ya exista un cargue del formato **Tarifas Publicadas** del mes que se pretenda actualizar.
- Como este formato está directamente relacionado con el formato **Tarifas Publicadas**, debe solicitarse conjuntamente la habilitación del formato **Actualización Tarifas Publicadas** para poder actualizar la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- Que ya exista un cargue del formato **Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR** del mes que se pretenda actualizar.
- Que la fecha en que se solicite la habilitación de este formato no supere los 5 meses de la fecha de la publicación inicial del formato **Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR**.
- Que la solicitud de habilitación del formato corresponda a la actualización de solo un mes. En caso de requerirse actualizar varios meses, deben realizarse en cargues distintos.

Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Mercado
2	Año Corregido
3	Mes Corregido
4	NT y PROP
5	Gm
6	Tm
7	Prnm
8	Dnm
9	Cvm
10	Rm
11	CUvm

1. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado que atiende la ESP y que se encuentra registrado en el SUI.
2. **Año Corregido:** Año de corrección de la publicación realizada en el diario de circulación nacional o municipal de las tarifas publicadas por el comercializador en los mercados atendidos.
3. **Mes Corregido:** Mes de corrección de la publicación de tarifas.
4. **NT y PROP:** Corresponde al Nivel de Tensión y la propiedad del activo. 100 = OR propietario de activos, 50 = OR y Usuario propietario de activos, 0 = OR no es propietario de activos. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 29.

5. **Gm:** Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
6. **Tm:** Costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes m. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
7. **Prnm:** Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
8. **Dnm:** Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
9. **Cvm:** Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh). Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
10. **Rm:** Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
11. **CUvm:** Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.

FORMATO T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formato T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR”

Fecha límite para reporte: hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de las variables utilizadas para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio definidas por la metodología tarifaria establecida por la CREG en la Resolución CREG 119 de 2007, y demás que la complementen o modifiquen, de una empresa en un periodo determinado. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	19	RCAE
2	AECC	20	IFSSRI
3	AVECC	21	IFOES
4	CB	22	Balance Subsidios
5	VCB	23	TRIM
6	AGPE	24	MG TRIM
7	GD	25	Sub1
8	GTr	26	Sub2
9	CFNC	27	N
10	AJ	28	M
11	Alfa	29	r1
12	ADMRE G	30	r2
13	APRRE G	31	Facturación

Nro	Campo	Nro	Campo
14	ADR IPRSTN	32	Actividad
15	APR IPRSTN	33	%CREG
16	AREST	34	%SSPD
17	Cfj	35	PUI
18	RCT		

1. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado que atiende la ESP y que se encuentra registrado en el SUI.
2. **AECC:** (Ajuste Energía Compra en Contratos) Cantidad energía refacturada en kWh comprada a través de contratos con destino a la atención de Mercado Regulado y que fue incluida para el cálculo del G. Sin decimales, redondear a valor entero, sin separador de miles. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.
3. **AVECC:** (Ajustes valor de la energía comprada en contratos) Valor de la energía refacturada en pesos (\$) comprada a través de contratos con destino a la atención de Mercado Regulado y que fue incluida para el cálculo del G. Sin decimales, redondear a valor entero, sin separador de miles. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.
4. **CB:** (Compras en bolsa) Cantidad de energía en kWh comprada a través de la bolsa con destino a la atención de Mercado Regulado.
5. **VCB:** (Valor compras en bolsa) Valor de la energía en pesos (\$) comprada a través de la bolsa con destino a la atención de Mercado Regulado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
6. **AGPE:** Valor de AGPE que hace parte de la variable Qagd definida como la suma de compras de AGPE y GD del comercializador i en el mes m-1 de acuerdo con lo definido por la CREG en la Resolución CREG 030 de 2018.
7. **GD:** Valor de GD que hace parte de la variable Qagd definida como la suma de compras de AGPE y GD del comercializador i en el mes m-1 de acuerdo con lo definido por la CREG en la Resolución CREG 030 de 2018.
8. **GTr:** (G Transitorio) Costo de compra de energía a AGPE y GD por parte del comercializador i en el mes m, para el mercado de comercialización j. en \$/kWh de acuerdo con lo definido por la CREG en la Resolución CREG 030 de 2018. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
9. **CFNC:** Valor de compras provenientes de fuentes no convencionales (Decreto 570 de 2018).
10. **AJ:** Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en \$/kWh, del Comercializador i para el mes m, calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
11. **Alfa:** Valor de α del Comercializador Minorista i en el Mercado de Comercialización j para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997. Diez decimales redondeados en la décima cifra.
12. **ADMRE G:** Ajuste a la Demanda Regulada de Energía asignada al comercializador en kWh que hace parte de la Demanda Comercial Regulada (DCR) y que fue incluida para el cálculo del componente de Generación. Sin decimales, redondear a valor entero, sin separador de miles. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.

- 13. APRRE G:** Ajuste a la Pérdida asociada a la demanda regulada en kWh que hace parte de la Demanda Comercial Regulada (DCR) y que fue incluida para el cálculo del componente de Generación. Sin decimales, redondear a valor entero, sin separador de miles. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.
- 14. ADR IPRSTN:** Ajuste a la Demanda Real en kWh que fue incluida para el cálculo del IPRSTN. Sin decimales, redondear a valor entero, sin separador de miles. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.
- 15. APR IPRSTN:** Ajuste a la Pérdida Real en kWh que fue incluida para el cálculo del IPRSTN. Sin decimales, redondear a valor entero, sin separador de miles. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.
- 16. AREST:** Valor en pesos (\$) de los ajustes incluidos para el cálculo de la variable CRS del componente de restricciones. Sin decimales. Aplica solo para ajustes generados a partir de publicaciones del ASIC a información posterior a la versión TXF.
- 17. Cfj:** Costo base de comercialización para cada mercado de comercialización j, expresado en pesos por factura, calculado conforme al artículo 6 de la Resolución CREG 180 de 2014.
- 18. RCT:** Prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j. El valor es un porcentaje (%).
- 19. RCAE:** Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por la atención de usuarios en áreas especiales, que al 31 de diciembre del año 2013, estaban siendo atendidos por dicho comercializador, en el mercado de comercialización j, para el año t. El valor va en porcentaje (%).
- 20. IFSSRI:** Porcentaje de recaudo a través de subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, respecto de la facturación total, estimado como un promedio de los valores reales de los años t - 1 y t - 2, para el comercializador i, en el mercado de comercialización j.
- 21. IFOES:** Porcentaje de recaudo a través de recursos del Fondo de Energía Social, FOES, o cualquier otro fondo que se cree con el objetivo de cubrir el pago del consumo de energía eléctrica de usuarios en barrios subnormales, respecto de la facturación total, estimado como un promedio de los valores reales de los años t - 1 y t - 2, para el comercializador i, en el mercado de comercialización j.
- 22. Balance Subsidios:** Corresponde a si para el mes m, el prestador es Deficitario o Superavitario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 30: Balance de Subsidios

Código	Descripción
D	Deficitario
S	Superavitario

- 23. TRIM:** Último trimestre de subsidios girados por MINMINAS. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 31: Último trimestre de subsidios

Código	Descripción
AAAA-1	Primer trimestre del año (aaaa)
AAAA-2	Segundo trimestre del año (aaaa)
AAAA-3	Tercer trimestre del año (aaaa)
AAAA-4	Cuarto trimestre del año (aaaa)

24. **MG TRIM:** Corresponde al mes de giro de subsidios por parte de MINMINAS del último trimestre indicado en el campo 23. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 32: Mes de giro de subsidios

Código	Mes
01	Enero
02	Febrero
03	Marzo
04	Abril
05	Mayo
06	Junio
07	Julio
08	Agosto
09	Septiembre
10	Octubre
11	Noviembre
12	Diciembre

25. **Sub1:** Valor absoluto del promedio del déficit de subsidios causados y no pagados una vez finalizado cada trimestre, de acuerdo con las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001 o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, para el comercializador i, en el mercado de comercialización j, para los trimestres T.
26. **Sub2:** Valor promedio del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre, de acuerdo con las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001 o aquel que lo modifique o sustituya, para el comercializador i, en el mercado de comercialización j, para los trimestres T.
27. **N:** Promedio del número de meses transcurridos desde la finalización de los trimestres T hasta el giro de los subsidios para el comercializador deficitario i, en el mercado de comercialización j.
28. **M:** Promedio del número de meses de pago anticipado respecto de la finalización de los trimestres T para el comercializador deficitario i, en el mercado de comercialización j.
29. **r1:** Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio ponderado de las tasas de interés preferencial o corporativo, de los créditos comerciales, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía. Para la ponderación se emplea el monto colocado. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
30. **r2:** Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio ponderado de las tasas de los Certificados de Depósito de Ahorro a Término, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía. Para la ponderación se emplea el monto colocado. Cinco decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
31. **Facturación:** Corresponde al promedio de facturación por concepto de ventas de energía realizadas por el comercializador i, en el mercado de comercialización j, en los trimestres T. Esta facturación debe coincidir con lo reportado al Sistema Unificado de Información, SUI, para usuarios regulados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.”
32. **Actividad:** Corresponde a sí la empresa es Comercializador Puro o Comercializador Integrado. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 33: Actividad

Código	Descripción
1	Comercializador Puro
2	Comercializador Integrado

33. **%CREG:** Porcentaje de la contribución pagada a la CREG recuperada a través del componente de comercialización. Solo dos decimales.
34. **%SSPD:** Porcentaje de la contribución pagada a la SSPD recuperada a través del componente de comercialización. Solo dos decimales.
35. **PUI:** Costo que remunera la actividad de prestador de última instancia a usuarios regulados en el mercado de comercialización j, en el mes m. Hasta que se adopte e implemente la resolución que remunera este costo, el valor de esta variable será igual a cero.

FORMATO T10. Información ASIC y LAC - Comercializador

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información reportada por el administrador del mercado para el cálculo del Costo Unitario de Prestación de Servicio (Resolución CREG 119 de 2007 y demás que la complementa o modifique) en un periodo determinado para las empresas que dentro de su actividad esté la comercialización con destino al mercado regulado. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Empresa	7	PRNR
2	ECC	8	CND
3	VECC	9	SIC
4	DMRE	10	RTCSA
5	DMNR	11	VDESV
6	PRRE	12	Variante Guatapé

- ID Empresa:** Corresponde al Código asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUJ.
- ECC:** (Energía compras en contratos) Cantidad de energía en kWh comprada a través de contratos con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
- VECC:** Valor compras en contratos: Valor de la energía en pesos (\$) comprada a través de contratos con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
- DMRE:** Demanda Real Regulada de Energía en kWh asignada al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
- DMNR:** Demanda Real No Regulada de Energía en kWh asignada al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
- PRRE:** Pérdida Real asociada a la demanda regulada en kWh asignada al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.

7. **PRNR:** Pérdida Real asociada a la demanda no regulada en kWh asignada al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
8. **CND:** Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho asignados al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
9. **SIC:** Costos de los servicios del Administrador de Intercambios Comerciales asignados al comercializador incluido IVA. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
10. **RTCSA:** Restricciones aliviadas en pesos (\$) asignadas al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
11. **VDESV:** Ventas en desviación en pesos (\$) asignadas al comercializador. Versión TXF. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.
12. **Variante Guatapé:** Valor de la variable Variante Guatapé en pesos (\$) asignada al comercializador de acuerdo con la LIQUIDACIÓN STN - CARGOS ESTIMADOS STN. Se debe incluir el valor Delta CRS. Si el valor contiene decimales, debe aproximarse al entero siguiente.

FORMATO T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes del año Correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información reportada por el administrador del mercado para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio (Resolución CREG 119 de 2007 y demás que la complemente o modifique) en un periodo determinado para las empresas que dentro de su actividad esté la distribución de energía. Esta información debe ser reportada únicamente para los Operadores de Red que ya se encuentren en aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Empresa	16	Dz4
2	Dt1	17	Dy4
3	Dt2	18	PR4
4	Dt3	19	PR3
5	Dt4	20	PR2
6	Dx1	21	PR1
7	Dz1	22	P1
8	Dy1	23	CDI
9	Dx2	24	CDA
10	Dz2	25	CD2
11	Dy2	26	CD3
12	Dx3	27	Dtcs1
13	Dz3	28	Dtcs2
14	Dy3	29	Dtcs3
15	Dx4	30	CPROG

1. **ID Empresa:** Corresponde al Código asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUI.

2. **Dt1:** Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR j para el mes m en el año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
3. **Dt2:** Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR j para el mes m en el año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
4. **Dt3:** Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
5. **Dt4:** Cargo por uso del nivel de tensión 4 del OR que hace parte del STR R para el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
6. **Dx1:** Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR j en el nivel de tensión 1 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
7. **Dz1:** Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR j en el nivel de tensión 1 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
8. **Dy1:** Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR j en el nivel de tensión 1 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
9. **Dx2:** Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR j en el nivel de tensión 2 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
10. **Dz2:** Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR j en el nivel de tensión 2 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
11. **Dy2:** Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR j en el nivel de tensión 2 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta.
12. **Dx3:** Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR j en el nivel de tensión 3 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
13. **Dz3:** Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR j en el nivel de tensión 3 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
14. **Dy3:** Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR j en el nivel de tensión 3 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
15. **Dx4:** Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR j en el nivel de tensión 4 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
16. **Dz4:** Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR j en el nivel de tensión 4 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeando en la quinta cifra.
17. **Dy4:** Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR j en el nivel de tensión 4 en el mes m del año t. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
18. **PR4:** Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4, del OR que hace parte del STR R, al STN en el mes m del año t. Máximo 3 decimales redondeando en la tercera cifra.
19. **PR3:** Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el mes m del año t, calculado conforme a lo establecido en el numeral 7.2. Máximo 3 decimales redondeado en la tercera cifra.
20. **PR2:** Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el mes m del año t. calculado conforme a lo establecido en el numeral 7.2. Máximo 3 decimales redondeado en la tercera cifra.

21. **PR1:** Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR j al STN en el mes m del año t. calculado conforme a lo establecido en el numeral 7.2. Máximo 3 decimales redondeado en la tercera cifra.
22. **P1:** Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, en el año t. Máximo 3 decimales redondeado en la tercera cifra.
23. **CDI:** Cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
24. **CDA:** Cargo de AOM del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t. en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
25. **CD2:** Cargo del nivel de tensión 2 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra sin separador de miles.
26. **CD3:** Cargo del nivel de tensión 3 del OR j, en el mes m del año t. en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
27. **Dtcs1:** Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión 1, en el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
28. **Dtcs2:** Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión 2, en el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
29. **Dtcs3:** Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión 3, en el mes m del año t, en \$/kWh. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
30. **CPROG:** Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j, aplicable en el mes m.

FORMATO T12. Información Áreas de Distribución de Energía Eléctrica

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información reportada por el administrador del mercado a propósito de las áreas de distribución en un periodo determinado en el marco de la Resolución CREG 058 de 2008 y 189 de 2009. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ADD
2	DtUn NT1
3	DtUn NT2
4	DtUn NT3

1. **ADD:** Corresponde al nombre del área de Distribución. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 34: Nombre Área de Distribución

Código	Descripción
1	ADD Centro
2	ADD Occidente
3	ADD Oriente
4	ADD Sur

2. **DtUn NT1:** Cargo único de Distribución definitivo para el nivel de tensión 1 del ADD correspondiente. Máximo 4 decimales redondeado en la cuarta cifra.

3. **DtUn NT2:** Cargo único de Distribución definitivo para el nivel de tensión 2 del ADD correspondiente. Máximo 4 decimales redondeado en la cuarta cifra.
4. **DtUn NT3:** Cargo único de Distribución definitivo para el nivel de tensión 3 del ADD correspondiente. Máximo 4 decimales redondeado en la cuarta cifra.

FORMATO T13. Información General

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información general reportada por el administrador del mercado en un periodo determinado y que hace parte del cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio (Resolución CREG 119 de 2007 y demás que la complementa o modifica). Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Mc
2	STN MO
3	STN MX
4	STN MD
5	STN MN
6	CD4 Norte
7	CD4 Centro Sur

1. **Mc:** Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes m-1 con destino al mercado regulado. Versión TXF.
2. **STN MO:** Cargos por uso STN (T') Monomio: Valor en \$/kWh del cargo estimado por uso del STN incluido el valor diferencial. De acuerdo con la LIQUIDACIÓN STN - CARGOS ESTIMADOS STN. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
3. **STN MX:** Cargos por uso STN (T') Demanda Máxima: Valor en \$/kWh del cargo estimado por uso del STN con demanda máxima incluido el valor diferencial. De acuerdo con la LIQUIDACIÓN STN - CARGOS ESTIMADOS STN. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
4. **STN MD:** Cargos por uso STN (T') Demanda Media. Valor en \$/kWh del cargo estimado por uso del STN con demanda media incluido el valor diferencial. De acuerdo con la LIQUIDACIÓN STN - CARGOS ESTIMADOS STN. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
5. **STN MN:** Cargos por uso STN (T') Demanda Mínima: Valor en \$/kWh del cargo estimado por uso del STN con demanda mínima incluido el valor diferencial. De acuerdo con la LIQUIDACIÓN STN - CARGOS ESTIMADOS STN. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
6. **CD4 Norte:** Cargo del nivel de tensión 4 del STR Norte, del que hace parte el OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh incluido el valor diferencial después de compensación. De acuerdo con la LIQUIDACIÓN STR - CARGOS ESTIMADOS STR. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.
7. **CD4 Centro Sur:** Cargo del nivel de tensión 4 del STR Centro Sur, del que hace parte el OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh incluido el valor diferencial después de

compensación. De acuerdo con la LIQUIDACIÓN STR - CARGOS ESTIMADOS STR. Máximo 5 decimales redondeado en la quinta cifra.

FORMATO T14. Servicios adicionales

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día de enero de cada año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato describe las variables y características de los servicios adicionales a la comercialización de energía eléctrica por parte de los prestadores. El objetivo de este formato es capturar información estandarizada de los prestadores de los costos de bienes y servicios ofrecidos. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Categoría
2	Concepto
3	Valor Unitario
4	Fecha Inicio Vigencia
5	Fecha Finalización Vigencia
6	Soporte Servicios

- Categoría:** Corresponde a una de las categorías establecidas por la SSPD agrupando los diferentes servicios ofrecidos por los comercializadores de energía eléctrica para la atención del mercado regulado. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 35: Categorías Servicios Adicionales

Código	Descripción
1	Materiales
2	Calibración
3	Reconexión / Suspensión
4	Revisión / Inspección

- Concepto:** Corresponde a uno de los conceptos establecidos por la SSPD. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 36: Conceptos Servicios Adicionales

Código Categoría	Código Concepto	Descripción
1	1	Medidor medida directa electromecánico monofásico bifilar
1	2	Medidor medida directa electromecánico monofásico trifilar
1	3	Medidor medida directa electromecánico bifásico trifilar
1	4	Medidor medida directa electromecánico trifásico tetrafilar
1	5	Medidor medida directa electrónico monofásico bifilar
1	6	Medidor medida directa electrónico monofásico trifilar
1	7	Medidor medida directa electrónico bifásico trifilar
1	8	Medidor medida directa electrónico trifásico tetrafilar
1	9	Caja metálica medidor monofásico
1	10	Caja metálica medidor bifásico
1	11	Caja metálica medidor trifásico
1	12	Caja policarbonato medidor monofásico
1	13	Caja policarbonato medidor bifásico
1	14	Caja policarbonato medidor trifásico
1	15	Cable monofásico bifilar 2 x 8 cobre
1	16	Cable bifásico trifilar 2 x 8 + 8 cobre
1	17	Cable trifásico tetrafilar 3 x 8 + 10 cobre

Código Categoría	Código Concepto	Descripción
2	18	Calibración medidor medida directa mecánico monofásico bifilar
2	19	Calibración medidor medida directa mecánico monofásico trifilar
2	20	Calibración medidor medida directa mecánico bifásico trifilar
2	21	Calibración medidor medida directa mecánico trifásico tetrafilar
2	22	Calibración medidor medida directa electrónico monofásico bifilar
2	23	Calibración medidor medida directa electrónico monofásico trifilar
2	24	Calibración medidor medida directa electrónico bifásico trifilar
2	25	Calibración medidor medida directa electrónico trifásico tetrafilar
3	26	Suspensión del servicio usuario residencial - Urbano
3	27	Suspensión del servicio usuario residencial - Rural
3	28	Suspensión del servicio usuario comercial
3	29	Suspensión del servicio usuario industrial
3	30	Reconexión del servicio usuario residencial - Urbano
3	31	Reconexión del servicio usuario residencial - Rural
3	32	Reconexión del servicio usuario comercial
3	33	Reconexión del servicio usuario industrial
4	34	Revisión equipo de medida usuario residencial - Urbano
4	35	Revisión equipo de medida usuario residencial - Rural
4	36	Revisión equipo de medida usuario comercial
4	37	Revisión equipo de medida usuario industrial
4	38	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario residencial - Urbano
4	39	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario residencial - Rural
4	40	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario comercial
4	41	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario industrial

3. **Valor Unitario:** Corresponde al valor en pesos del concepto reportado en el campo 2. Se debe incluir el valor del IVA para aquellos conceptos gravados con el impuesto.
4. **Fecha Inicio Vigencia:** Fecha de inicio de la vigencia del valor en pesos del concepto. Formato: dd-mm-aaaa
5. **Fecha Finalización Vigencia:** Fecha de finalización de la vigencia del valor en pesos del concepto. Formato: dd-mm-aaaa

Nota: Soporte Servicios: Documento con la totalidad de servicios ofrecidos por la empresa a sus usuarios. Archivo pdf.

Este documento debe contener como mínimo los conceptos registrados en el presente formato.

FORMATO T15. Costo de Prestación del Servicio para Usuarios No Regulados y Alumbrado Público

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 15 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información correspondiente a los componentes del costo de prestación del servicio para usuarios no regulados y alumbrado público. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	Fecha de suscripción del contrato
3	Fecha de inicio del contrato
4	Fecha pactada finalización del contrato
5	ID factura

Nro	Campo
6	Costo de Compra de Energía
7	Costo de margen de Comercialización
8	Costos restricciones y servicios asociados de generación
9	Costo Pérdidas
10	Costo Distribución
11	Costo Transmisión
12	Costo de Prestación del Servicio

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor no regulado. Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios no regulados conectados a su sistema. Este número de identificación deberá coincidir con el reportado en el formato Información Comercial Usuarios Residencial y No Residencial.
- 2. Fecha de suscripción del contrato:** Se refiere a la fecha de suscripción del contrato entre las partes. Formato: dd-mm-aaaa
- 3. Fecha de inicio del contrato:** Se refiere a la fecha de inicio de la ejecución del contrato entre las partes. Formato: dd-mm-aaaa
- 4. Fecha pactada finalización del contrato:** Se refiere a la fecha de terminación del contrato (finalización del suministro) suscrito entre las partes. Formato: dd-mm-aaaa
- 5. ID factura:** Número de la factura o identificación de la factura asignada por el comercializador (debe coincidir con la factura reportada en el formato Información Comercial Usuarios Residencial y No Residencial).
- 6. Costo de Compra de Energía:** Se refiere al costo promedio de compra de energía en el mercado mayorista en \$/kWh (el equivalente a la componente G del Costo Unitario para usuarios regulados) que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
- 7. Costo de margen de Comercialización:** Se refiere al valor del margen de comercialización en \$/kWh, que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
- 8. Costos restricciones y servicios asociados de generación:** Se refiere a los costos de las restricciones y servicios asociados a la generación en \$/kW, que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
- 9. Costo Pérdidas:** Se refiere al costo por concepto de pérdidas de energía en \$/kWh, que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
- 10. Costo Distribución:** Se refiere al costo por concepto de Distribución de energía en \$/kWh, que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.
- 11. Costo Transmisión:** Se refiere al costo por concepto de Transmisión de energía en \$/kWh, que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.

- 12. Costo de Prestación del Servicio:** Se refiere al costo de prestación del servicio de energía en \$/kWh que corresponde a la suma de los seis costos reportados anteriormente. 5 decimales redondeando en la quinta cifra sin separador de miles.

CAPÍTULO SUBSIDIOS

FORMATO S1. Resumen contable subsidios, contribuciones y FOES

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información referente a la conciliación contable de los subsidios otorgados, las contribuciones facturadas y del Fondo Energía Social- FOES, por cada mercado de comercialización del periodo a reportar.

Así mismo, se reportará la información referente a los giros recibidos de otros comercializadores y del Fondo de Solidaridad y/o FOES, los giros efectuados por la empresa a otros comercializadores, al Fondo de Solidaridad y/o FOES del periodo a reportar. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Año	8	Giros recibidos del MINMINAS FSSRI-PGN (\$)
2	Mes	9	Giros recibidos de Otros Comercializadores (\$)
3	Estrato / Sector	10	Giros efectuados al MINMINAS FSSRI-PGN (\$)
4	Subsidios (\$)	11	Giros efectuados a Otros Comercializadores (\$)
5	Contribuciones (\$)	12	FOES (\$)
6	Contribuciones No Recaudadas > 6 meses (\$)	13	Devolución FOES
7	Contribuciones Recaudadas después de conciliado su No Recaudo (\$)	14	ID Mercado

- Año:** Corresponde al año en que se realiza el registro contable en la contabilidad de la empresa de las cuentas aplicadas de subsidios y/o contribuciones y/o FOES.
- Mes:** Corresponde al mes en que se hace el registro contable de las cuentas aplicadas de subsidios y/o contribuciones y/o FOES. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 37: Mes registro contable

Código	Mes
1	Enero
2	Febrero
3	Marzo
4	Abril
5	Mayo
6	Junio
7	Julio
8	Agosto
9	Septiembre
10	Octubre
11	Noviembre
12	Diciembre

- Estrato / Sector:** Se refiere al estrato o sector asociado a la estructura tarifaria aplicada. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 11.
- Subsidios (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de subsidios incluyendo el valor de las refacturaciones del mes y estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

5. **Contribuciones (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de contribuciones incluyendo el valor de las refacturaciones de las contribuciones en el respectivo mes y estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
6. **Contribuciones No Recaudadas > 6 meses (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de las contribuciones No recaudadas, después de seis meses de facturadas para el respectivo mes y estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
7. **Contribuciones Recaudadas después de conciliado su No Recaudado (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total del Recaudo de Cartera por concepto de Contribución después de haberse conciliado su no recaudo en el respectivo mes y estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
8. **Giros recibidos del MINMINAS FSSRI-PGN (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros recibidos por parte del MINMINAS (FSSRI-PGN). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
9. **Giros recibidos de Otros Comercializadores (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros recibidos de Otros Comercializadores. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
10. **Giros efectuados al MINMINAS FSSRI-PGN (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros efectuados a MINMINAS (FSSRI-PGN). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
11. **Giros efectuados a Otros Comercializadores (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros efectuados a otros Comercializadores. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
12. **FOES (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de FOES aplicado en el respectivo mes y en el estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
13. **Devolución FOES:** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del valor devuelto o reintegrado de MINIMINAS - FOES al fondo en el respectivo mes y en el estrato o sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
14. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización donde se efectuó la venta que se está facturando y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información mensual de los rubros de capital, intereses y rendimientos de los giros recibidos y/o efectuados del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso-FSSRI, Fondo Energía Social- FOES y comercializadores, para cada uno de los mercados de comercialización en los cuales preste el servicio. Para el cargue de este formulario deberán diligenciar las siguientes variables:

Nro	Campo
1	Identificación de la Transacción
2	Fecha de Giro
3	Valor Capital (\$)
4	Valor Rendimientos (\$)

Nro	Campo
5	Valor Intereses (\$)
6	ID Empresa (Recibe o Efectúa)
7	Tipo de Giro
8	ID Mercado
9	No. Resolución
10	Fondo FOES - FSSRI

- 1. Identificación de la Transacción:** Corresponde al código numérico con que se identifica la transacción. (Ejemplo: número de consignación, número de transacción electrónica, etc.).
- 2. Fecha de Giro:** Corresponde a la fecha en que se recibió o se efectuó el giro. Formato: dd-mm-aaaa.
- 3. Valor Capital (\$):** Valor en pesos (\$) del giro de Capital efectuado o recibido. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 4. Valor Rendimientos (\$):** Valor en pesos (\$) de los rendimientos del giro efectuado o recibido. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 5. Valor Intereses (\$):** Valor en pesos (\$) de los intereses de mora del giro efectuado o recibido. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 6. ID Empresa (Recibe o Efectúa): Código** asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUI.
- 7. Tipo de Giro:** Corresponde al tipo de transacción que se realiza. Los valores admisibles son:

Tabla 38: Tipo de Giro

Código	Descripción
1	Giros recibidos
2	Giros efectuados

- 8. ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización donde se efectuó la venta que se está facturando y que se encuentra registrado en el SUI.
- 9. No. Resolución:** Corresponde al número de la resolución a través de la cual MINMINAS distribuye recursos para pagos del sector eléctrico.
- 10. Fondo FOES - FSSRI:** Indicar a que fondo corresponde la transacción reportada. Los valores admisibles son:

Tabla 39: Fondo de la Transacción

Código	Giro
1	FSSRI
2	FOES

FORMATO S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 25 del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información relacionada con los acuerdos con el Suscriptor Comunitario en las áreas especiales (Barrio Subnormal, Área Rural de Menor Desarrollo y Zona de Dificil Gestión), en cumplimiento

del decreto 111 de 2012. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Tipo de Área Especial
2	Código Área Especial
3	Fecha Suscripción del Acuerdo
4	Vigencia del Acuerdo (Años)
5	Fecha Finalización del Acuerdo
6	Periodo de Prórroga del Acuerdo (Años)
7	Acuerdo de Mejoramiento

- Tipo de Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales definidas y descritas en el Decreto 111 de 2012 del MINMINAS. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 10.
- Código Área Especial:** Corresponde al código numérico asignado por el comercializador al Área Especial. Este código debe ser de 4 dígitos.
- Fecha Suscripción del Acuerdo:** Corresponde a la fecha en la cual se suscribió el acuerdo con el suscriptor comunitario, elegido por la comunidad y/o Juntas de Acción Comunal. Formato: dd-mm-aaaa.
- Vigencia del Acuerdo (Años):** Corresponde al número de años de vigencia establecidos en el acuerdo.
- Fecha Finalización del Acuerdo:** Corresponde a la fecha en la cual finaliza el acuerdo con el suscriptor comunitario, elegido por la comunidad y/o Juntas de Acción Comunal. Formato: dd-mm-aaaa.
- Periodo de Prórroga del Acuerdo (Años):** Corresponde al número de periodos en años a los cuales se extendió el plazo inicialmente pactado en el acuerdo.
- Acuerdo de Mejoramiento:** Indicar la existencia o no de un acuerdo de mejoramiento con el suscriptor comunitario por parte de un comercializador. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 40: Existe Acuerdo de Mejoramiento

Código	Acuerdo de Mejoramiento
1	Existe acuerdo de mejoramiento con el suscriptor comunitario
2	No existe acuerdo de mejoramiento con el suscriptor comunitario

Nota: Para la certificación de este formato se deberán cargar tres (3) archivos pdf.

Acta de la Elección del suscriptor Comunitario: Copia del acta a través de la cual fue elegido el suscriptor comunitario. Archivo pdf.

Acuerdo con Suscriptor Comunitario: Copia del acuerdo debidamente firmado por los representantes del suscriptor comunitario, la empresa prestadora del servicio y el alcalde municipal. Archivo pdf.

Soporte Acuerdo de Mejoramiento: El comercializador deberá cargar copia del acuerdo de mejoramiento suscrito. Archivo pdf.

FORMATO S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda

Dato a reportar: Demanda

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 25 del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información de los requisitos para declarar un área especial (Barrio Subnormal, Área Rural de Menor Desarrollo y Zona de Difícil Gestión), en cumplimiento a los artículos 2 y 6 del decreto 111 de 2012. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Tipo de Área Especial	10	Aislada eléctricamente
2	Código Área Especial	11	Acuerdo con Suscriptor Comunitario
3	Nombre Área Especial	12	Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI)
4	Fecha Establecimiento / Área Especial	13	Cartera vencida >90 días >=50% usuarios
5	Número de Familias o Usuarios	14	% Cartera Vencida
6	Área Apta en Barrios Subnormales	15	Perdidas de Energía > 40 %
7	Fecha de Certificación	16	% Perdidas de Energía
8	Macromedidores		
9	Porcentaje de Recaudo		

- Tipo de Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales tal como lo describe el Decreto 111 de 2012 del MINMINAS. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 10.
- Código Área Especial:** Corresponde al código numérico asignado por el comercializador al Área especial. Este código debe ser de 4 dígitos.
- Nombre Área Especial:** Nombre asignado por el Comercializador al Área Especial, que corresponda al código de área especial registrado en el campo 2 de este formato.
- Fecha Establecimiento / Área Especial:** Fecha a partir de la cual se estableció el área especial, teniendo en cuenta los requisitos exigidos en el Decreto 111 de 2012 del MINMINAS para clasificarse como un área especial. Formato dd-mm-aaaa.
- Número de Familias o Usuarios:** Número de usuarios del área especial y/o familias que hacen parte del Barrio Subnormal.
- Área Apta en Barrios Subnormales:** El registro de este campo define si el área es apta para la prestación del servicio público domiciliario de electricidad, bajo el siguiente lineamiento:

Si: Área es apta para la prestación del servicio público domiciliario de electricidad.

No: Área no apta para la prestación del servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las respectivas normas de la Ley 388 de 1997, donde esté prohibido prestar el servicio según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003.

Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 41: Área Apta en Barrios Subnormales

Código	Descripción
1	Área apta para la prestación del servicio público domiciliario
2	Área no apta para la prestación del servicio público domiciliario

- Fecha de Certificación:** Corresponde a la última fecha de la expedición de la certificación del Área Especial. Formato: dd-mm-aaaa.

8. **Macromedidores:** Corresponde al número de macromedidores o totalizadores utilizados en las áreas especiales.
9. **Porcentaje de Recaudo:** Corresponde al porcentaje de recaudado de la facturación mensual del área. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
10. **Aislada eléctricamente:** Se debe reportar si la zona especial está efectivamente aislada eléctricamente, si la zona especial es susceptible de ser aislada eléctricamente o si la zona no es posible aislarla eléctricamente. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 42: Aislamiento Eléctrico

Código	Aislada Eléctricamente
1	Es aislada eléctricamente
2	Es susceptible de ser aislada eléctricamente
3	No es posible aislarla eléctricamente

11. **Acuerdo con Suscriptor Comunitario:** Indicar si se suscribió un acuerdo con suscriptor comunitario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 43: Acuerdo con Suscriptor Comunitario

Código	Descripción
1	Se suscribió acuerdo con el suscriptor comunitario
2	No suscribió acuerdo con el suscriptor comunitario

12. **Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI):** Corresponde al Indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra. Si el NBI no existe para el municipio registre 0.
13. **Cartera vencida >90 días >=50% usuarios:** Indicar si la cartera vencida es mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes al área. Los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 44: Cartera vencida >90 días >=50% usuarios

Código	Cartera Vencida
1	Si
2	No

14. **% Cartera Vencida:** Porcentaje de la Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes al área. El indicador será medido como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
15. **Perdidas de Energía > 40 %:** Indicar si el porcentaje de los niveles de pérdidas de energía son superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha área. Los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 45: Perdidas de Energía > 40 %:

Código	Pérdidas Energía > 40%
1	Si
2	No

16. **% Perdidas de Energía:** Porcentaje de los niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de

Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha área. Los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal. Los valores admisibles para este campo son mayores a 0 y menores o iguales a 100.

Nota: Soporte de Certificación: Copia de la última Certificación del Área Especial con su respectiva memoria de cálculo, de conformidad con las definiciones de las áreas en el artículo 2 del Decreto 111 de 2012. La certificación debe ser cargada en formato pdf y las memorias de cálculo en formato Excel.

Para Barrio Subnormal - BS y Área Rural de Menor Desarrollo - ARMD, la certificación deberá ser expedida por el Alcalde Municipal o Distrital o la autoridad competente, anualmente a la fecha del vencimiento.

Para las Zona de Difícil Gestión- ZDG, la certificación deberá ser expedida por el Auditor Externo de Gestión y Resultados o el Representante Legal, de conformidad con el artículo 51 de la Ley 142 de 1994, la cual debe corresponder al año inmediatamente anterior con corte a 31 de diciembre y deberá cargarse al SUI dentro de los seis (6) meses siguientes.

FORMATO S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: A solicitud del Prestador

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: En este formato se capturará la información relacionada con las validaciones trimestrales de subsidios, contribuciones y FOES que realiza el MINMINAS. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Empresa	10	Giros al FSSRI (\$)
2	ID Mercado	11	Déficit/Superávit del Trimestre FSSRI (\$)
3	Año	12	Déficit/Superávit Acumulado FSSRI (\$)
4	Trimestre	13	Valor distribución FOES Resolución MINMINAS (\$)
5	Valor Subsidio FSSRI (\$)	14	Valor FOES validado (\$)
6	Valor Contribuciones FSSRI (\$)	15	Valor giros devolución FOES (\$)
7	Giros Recibidos de otros Comercializadores FSSRI (\$)	16	Valor Trimestral FOES (\$)
8	Giros Efectuados a otros Comercializadores FSSRI (\$)	17	Valor Acumulado FOES (\$)
9	Giros del FSSRI - PGN (\$)		

- ID Empresa:** Código asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUI.
- ID Mercado:** Código del mercado de comercialización donde se efectuó la venta que se está facturando y que se encuentra registrado en el SUI.
- Año:** Corresponde al año del trimestre que se reporta.
- Trimestre:** Corresponde al trimestre del año que se reporta. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 46: Trimestre del año

Código	Descripción
1	I Trimestre
2	II Trimestre
3	III Trimestre
4	IV Trimestre

5. **Valor Subsidio FSSRI (\$):** Corresponde al valor de la validación trimestral por concepto de subsidios por menores tarifas. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
6. **Valor Contribuciones FSSRI (\$):** Corresponde al valor de la validación trimestral por concepto de Contribuciones. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
7. **Giros Recibidos de otros Comercializadores FSSRI (\$):** Corresponde al valor de los giros recibidos de otros comercializadores por concepto de superávits del balance de subsidios y contribuciones. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
8. **Giros Efectuados a otros Comercializadores FSSRI (\$):** Corresponde al valor de los giros efectuados a otros comercializadores por concepto de superávits del balance de subsidios y contribuciones. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
9. **Giros del FSSRI - PGN (\$):** Corresponde al valor de los giros efectuados a los comercializadores por el FSSRI-PGN, en el trimestre validado.
10. **Giros al FSSRI (\$):** Corresponde al valor de los giros efectuados por los comercializadores al FSSRI, en el trimestre validado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
11. **Déficit/Superávit del Trimestre FSSRI (\$):** Corresponde al valor del Déficit o Superávit arrojado del balance de subsidios y contribuciones del trimestre validado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
12. **Déficit/Superávit Acumulado FSSRI (\$):** Corresponde al valor del Déficit o Superávit acumulado al cierre del trimestre validado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
13. **Valor distribución FOES Resolución MINMINAS (\$):** Corresponde al valor distribuido a la empresa por MINMINAS en el trimestre validado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
14. **Valor FOES validado (\$):** Corresponde al valor validado por MINMINAS del concepto de la aplicación del subsidio del Fondo de Energía Social (FOES) en el trimestre. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
15. **Valor giros devolución FOES (\$):** Corresponde al valor del giro de la devolución de recursos efectuados al Fondo de Energía Social (FOES) en el trimestre. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
16. **Valor Trimestral FOES (\$):** Corresponde al valor validado en el trimestre de la aplicación del FOES al cierre del trimestre. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
17. **Valor Acumulado FOES (\$):** Corresponde al valor acumulado pendiente de aplicación del FOES al cierre del trimestre validado. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

FORMATO S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Trimestral.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del trimestre correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes siguiente a la terminación del trimestre correspondiente al reporte.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información de los usuarios exentos del pago de contribución de solidaridad. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	Número de Identificación Tributaria (NIT)
3	Dígito de verificación (DV)
4	Código Actividad Económica Principal

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.
- 2. Número de Identificación Tributaria (NIT):** Corresponde al Número de Identificación Tributaria (NIT) sin dígito de verificación.
- 3. Dígito de verificación (DV):** Corresponde al dígito de verificación de Identificación Tributaria (NIT) del beneficiario indicado en el campo 2.
- 4. Código Actividad Económica Principal:** Corresponde al código de la actividad económica principal registrado en el Registro Único Tributario RUT.

Nota: Radicado de solicitud de exención de contribución: Corresponde al soporte documental de la exención de la contribución de solidaridad solicitado por los usuarios al prestador del servicio público domiciliario de energía eléctrica, establecida en el Decreto número 2915 de 2011, modificado por el Decreto número 4955 de 2011. Archivo pdf.

FORMATO S7. Inventario Macromedidores FOES

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual Demanda

Dato a reportar: Demanda

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar el inventario de macromedidores existentes en un Área Especial. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código Macromedidores	8	Índice de Clase para Medidor de Energía Activa
2	Tipo Macromedidores	9	Índice de Clase para Medidor de Energía Reactiva
3	Código Circuito	10	Clase de Exactitud para Transformadores de Corriente
4	Código Identificación Interna Equipo	11	Clase de Exactitud para Transformadores de Tensión
5	Fecha Puesta Operación	12	Tipo Área Especial
6	Consumo o Transferencia de Energía, C, (MWh-mes)	13	Código Área Especial
7	Capacidad Instalada CI (MVA)	14	Forma de lectura

- 1. Código Macromedidores:** Código asignado por el operador de red para cada uno de los macromedidores utilizados en las áreas especiales.
- 2. Tipo Macromedidores:** Indicar si el medidor es electromecánico o estático. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 47: Tipo de Macromedidor

Código	Descripción
1	Electromecánico

Código	Descripción
2	Estático

3. **Código Circuito:** Código asignado por el operador de red para cada una de las líneas o circuitos del sistema que opera. Para tensiones clasificadas en nivel 2 o superior, únicamente se deberán reportar los circuitos o líneas que tengan usuarios conectados directamente. El código de este campo deberá ser el mismo que se reportó en el campo "código de circuito" del formato Inventario de alimentadores de la presente Resolución.
4. **Código Identificación Interna Equipo:** Indicar el código interno o serial del equipo de medida.
5. **Fecha Puesta Operación:** Corresponde a la fecha de entrada en operación. Estructura dd-mm-aaaa.
6. **Consumo o Transferencia de Energía, C, (MWh-mes):** Corresponde al consumo o transferencia de energía, bajo los lineamientos de clasificación de puntos de medición, de la tabla 48. Clasificación de Puntos de Medición del artículo 1 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 48: Consumo o Transferencia de Energía

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

7. **Capacidad Instalada CI (MVA):** Corresponde a la capacidad instalada del CI, bajo los lineamientos de clasificación de puntos de medición, de la Tabla 48. Clasificación de Puntos de Medición del artículo 1 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 48.
8. **Índice de Clase para Medidor de Energía Activa:** Corresponde al índice de clase para el medidor de energía activa establecidos en la Tabla 49. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del artículo 9 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 49: Índice de Clase para Medidor de Energía Activa

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

9. **Índice de Clase para Medidor de Energía Reactiva:** Corresponde al índice de clase para el medidor de energía reactiva establecidos en la Tabla 49. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del artículo 9 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 49.
10. **Clase de Exactitud para Transformadores de Corriente:** Corresponde a la clase de exactitud para transformadores de corriente establecidos en la Tabla 49. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del artículo 9 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 49.

11. **Clase de Exactitud para Transformadores de Tensión:** Corresponde a la clase de exactitud para transformadores de tensión establecidos en la Tabla 49. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida del artículo 9 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 49.
12. **Tipo Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales tal como lo describe el Decreto 111 de 2012 del MINMINAS. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 10.
13. **Código Área Especial:** Corresponde a un código numérico asignado por el comercializador al Área especial. Este código debe ser de 4 dígitos.
14. **Forma de Lectura:** Corresponde a la forma en que se realiza normalmente la lectura del medidor, puede ser local o remota. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 50: Tipo de Macromedidor

Código	Descripción
1	Local
2	Remoto

Nota: Certificado de Calibración: Certificado de calibración del equipo de medida, el cual debe contener la fecha de la ejecución de la calibración. Archivo en formato PDF.

FORMATO S8. Operación Macromedidores FOES

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual Vencido.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 25 del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información relacionada con la operación de macromedidores existentes en un área especial. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código Macromedidores
2	Fecha Expedición de la Factura
3	Consumo (kWh)

1. **Código Macromedidores:** Código asignado por el operador de red para cada uno de los medidores utilizados en las áreas especiales.
2. **Fecha Expedición de la Factura:** Corresponde a la fecha en la que el comercializador expide la factura. Formato: dd-mm-aaaa.
3. **Consumo (kWh):** Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado en el área especial y reportado para el respectivo periodo.

FORMATO S9. Facturas base de la aplicación del FOES

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al periodo.

Descripción: Este formato permite que las empresas comercializadoras de energía eléctrica registren(n) la(s) factura(s) sobre la(s) cual(es) se está aplicando el beneficio del Fondo de Energía Social (FOES), se debe indicar el consumo del usuario y el consumo distribuido comunitario base de la liquidación del beneficio. Para el reporte de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	ID Factura FOES

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema. Este código deberá ser comunicado por el OR al comercializador.
- 2. ID Factura FOES:** Número de la factura de referencia de donde se tomó el valor del consumo que sirvió de base para la liquidación y aplicación del beneficio FOES.

En el caso en que se reporte más de una factura de referencia, estas se deberán registrar en un nuevo registro.

FORMATO S10. Contribuciones no recaudadas después de 6 meses y Contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo.

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato permite que las empresas comercializadoras de energía eléctrica registren(n) la(s) factura(s) sobre la(s) cual(es) se está reportando las Contribuciones no recaudas después de 6 meses y/o Contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo. Para el reporte de este formato, se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	ID Factura
3	Fecha de Expedición de la Factura
4	Valor de la contribución no recaudada después de 6 meses (\$)
5	Valor de contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo (\$)

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema. Este código deberá ser comunicado por el OR al comercializador.
- 2. ID Factura:** Número de la factura o identificación de la factura asignada por el comercializador, sobre la cual se va a reportar las contribuciones no recaudadas después de 6 meses y/o las contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo.
- 3. Fecha de Expedición de la Factura:** Se refiere a la fecha de expedición de la factura sobre la cual se está reportando las contribuciones no recaudadas después de 6 meses y/o las contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo. Formato dd-mm-aaaa.
- 4. Valor de la contribución no recaudada después de 6 meses (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de las contribuciones No recaudadas, después de seis meses de facturadas para el respectivo mes y estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

- 5. Valor de contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo (\$):**
Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total del Recaudo de Cartera por concepto de Contribución después de haberse conciliado su no recaudo en el respectivo mes y estrato/sector. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

CAPÍTULO INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA

FORMATO FC1. Información Facturación y Recaudo

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Trimestral

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente de la finalización del trimestre

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes siguiente de la finalización del trimestre.

Descripción: Este formato captura la información de facturación, recaudo y cuentas por cobrar del servicio público de energía, de las empresas mes a mes. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código
2	Facturación Mensual (\$)
3	Recaudo Mensual (\$)
4	Facturación Total (\$)
5	Recaudo Total (\$)
6	Cuenta por Cobrar Inicial
7	Cuentas por Cobrar
8	Castigo de Cartera
9	Mes

1. **Código:** Este formato captura la información de facturación, recaudo y cuentas por cobrar del servicio público de energía, de las empresas mes a mes. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Tabla 51: Códigos para Facturación, Recaudo y Cuenta por Cobrar

Código	Descripción
110	Energía Eléctrica
11001	Generación
1100101	Contratos bilaterales Empresas del sector
1100102	Contratos bilaterales usuarios no regulados
1100103	Bolsa de energía
1100104	Otros
11002	Transmisión
1100201	Ingreso regulado
1100202	Cargos por conexión
1100203	Otros
11003	Operador de red
1100301	Cargos por uso de usuarios regulados
1100302	Cargos por uso de usuarios no regulados
1100303	Ingreso regulado
1100304	Otros
11004	Comercialización
1100401	Residencial estrato 1
1100402	Residencial estrato 2
1100403	Residencial estrato 3
1100404	Residencial estrato 4
1100405	Residencial estrato 5
1100406	Residencial estrato 6
1100407	Usuarios Subnormales
1100408	Comercial
1100409	Industrial

Código	Descripción
1100410	Oficial
1100411	Alumbrado publico
1100412	Empresas del sector
1100413	Usuarios no regulados
1100414	Otros
120	Provisión para deudores Servicio Público

Es de aclarar, que la estructura del formato no corresponde a la codificación del catálogo de cuentas del plan de contabilidad para prestadores de servicios públicos domiciliarios.

- Facturación Mensual (\$):** Corresponde al valor facturado por la empresa en el mes de reporte, es decir, el último día del mes a reportar, sin incluir las facturas que pasan de meses anteriores.

Los valores a reportar se deben informar en pesos colombianos. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

- Recaudo Mensual (\$):** Corresponde al valor recaudado por la empresa del mes de facturación, es decir del primero al último día del mes a reportar. Los valores a reportar se deben informar en pesos colombianos. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

- Facturación Total (\$):** Corresponde al valor total facturado en pesos del mes que se reporta, incluyendo el saldo de las Cuentas por Cobrar del periodo anterior reportado. Los valores a reportar se deben informar en pesos colombianos. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

- Recaudo Total (\$):** Corresponde al valor total recaudado en pesos del mes que se reporta, incluyendo el recaudo de los saldos de las Cuentas por Cobrar de periodos anteriores reportados. Los valores a reportar se deben informar en pesos colombianos, sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

- Cuenta por Cobrar Inicial:** Corresponde al valor de la cartera de los servicios públicos al inicio del reporte en pesos del mes en el cual se reporta.

- Cuentas por Cobrar:** Corresponde al valor de la cartera de los servicios públicos al final del reporte en pesos del mes en el cual se reporta.

- Castigo de Cartera:** Corresponde al gasto de cartera que se considera imposible de recuperar, cumpliendo con los procedimientos fiscales.

- Mes:** Corresponde al mes de reporte de la información de factura y recaudo del comercializador.

FORMATO FC2. Patrimonio Técnico Transaccional - CROM

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del mes de reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 10 del mes siguiente a la finalización del mes de reporte.

Descripción: En este formato de periodicidad mensual se captura la información relacionada a las variables que permiten el cálculo del Patrimonio Técnico Transaccional de las empresas. Para el cargue de este formulario deberán diligenciar las siguientes variables:

Nro	Campo
1	Capital neto
2	Superávit por revaluación
3	Reserva legal
4	Pérdidas consolidadas
5	Inversiones en empresas con $[(Pat)]_{(a,n-1)}$ negativo:
6	Cuentas por cobrar partes relacionadas
7	Activos con restricciones en la titularidad:
8	Posición neta de impuestos diferidos
9	Posición neta de intangibles:
10	Superávit Por Valorización Remanente:
12	Patrimonio Técnico Transaccional

- 1. Capital neto:** Corresponde al valor en pesos (\$) de todas las aportaciones de Capital de los socios realizadas directa o indirectamente hasta el momento del cálculo, menos las reducciones de capital, menos recompra de acciones.
- 2. Superávit por revaluación:** Corresponde al valor en pesos (\$) de la diferencia entre el valor del activo revaluado (Valor razonable menos la depreciación acumulada, menos las pérdidas por deterioro de valor que haya sufrido) y su importe en libros a la fecha de medición.
- 3. Reserva legal:** Corresponde al valor estipulado en los artículos 350, 371, 452 y 456 del Código de Comercio.
- 4. Pérdidas consolidadas:** Corresponde al valor en pesos (\$) absoluto del mínimo entre cero (0) y resultados acumulados de ejercicios anteriores más el resultado del ejercicio, descontados los efectos de Otros Resultados Integrales y los de adopción NIF cuando aplique.
- 5. Inversiones en empresas con $[(Pat)]_{(a,n-1)}$ negativo:** Corresponde al valor en pesos (\$) de las inversiones en empresas en la actividad de comercialización y de generación de energía eléctrica en Colombia, con Pat negativo.
- 6. Cuentas por cobrar partes relacionadas:** Corresponde al valor en pesos (\$) cuentas por cobrar corrientes y no corrientes que la entidad tiene con partes relacionadas. Se considera parte relacionada toda persona natural o jurídica que controla o es controlada por la entidad informante, en los términos de los artículos 260 y 261 del Código de Comercio. No deben considerarse las cuentas por cobrar cuyo origen corresponda a subsidios de otros servicios públicos domiciliarios.
- 7. Activos con restricciones en la titularidad:** Corresponde al valor en pesos (\$) de los activos, corrientes y no corrientes, que tengan cualquier tipo de restricción a la posesión, propiedad y/o titularidad, tales como pignoraciones, leasing, prendas, gravámenes, afectaciones, hipotecas, garantías.
- 8. Posición neta de impuestos diferidos:** Corresponde al valor en pesos (\$) máximo entre cero (0) y la diferencia entre los Activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos.
- 9. Posición neta de intangibles:** Corresponde al valor en pesos (\$) máximo entre cero (0) y la diferencia entre los Activos intangibles diferentes de la plusvalía y la suma de pasivos estimados y provisiones directamente atribuibles a concesiones y/o los contratos a largo plazo de compra de energía o potencia).

- 10. Superávit Por Valorización Remanente:** Corresponde al valor en pesos (\$) que comprende la valorización de inversiones, propiedades, planta y equipo, así como de otros activos sujetos de valorización utilizados en el último formato plan contable cargado por la empresa, en común acuerdo con el grupo NIF al que pertenezca.
- 11. Patrimonio Técnico Transaccional:** Corresponde al valor en pesos (\$) de las operaciones aritméticas que conforman el patrimonio técnico transaccional de las empresas.

Nota, Soporte política: Corresponde al soporte documental en formato pdf, en el cual las empresas describen los lineamientos con sus respectivos cálculos que conforman el patrimonio técnico transaccional para un periodo determinado. Archivo pdf.

FORMATO FC3. Concurso Económico

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Semestral.

Dato a reportar: Semestral.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del semestre a reportar.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 28 del mes siguiente a la finalización del semestre a reportar.

Descripción: En este formato se describen las variables y características técnicas que debe cumplir el formato y por el cual los comercializadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información correspondiente a los aportes por el servicio de estratificación de todos los municipios en los cuales atiende usuarios finales. Para el cargue de este formulario deberán diligenciar las siguientes variables:

Nro	Campo
1	Código DANE Departamento
2	Código DANE Municipio
3	Liquidación del Concurso Económico
4	Pago Aporte Concurso Económico
5	Motivo No Pago
6	Valor Aporte
7	Fecha Aporte

- Código DANE Departamento:** Corresponde a la codificación establecida por el DANE a la división político-administrativa de Colombia del departamento donde se realiza la actividad de comercialización al usuario final. Estructura DD.
- Código DANE Municipio:** Corresponde a la codificación establecida por el DANE a la división político-administrativa de Colombia del municipio donde se realiza la actividad de comercialización al usuario final. Estructura MMM
- Liquidación del Concurso Económico:** Corresponde a la liquidación efectuada por el municipio a la empresa prestadora del servicio. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 52: Liquidación del Concurso Económico

Código	Tipo de Garantía
1	Existió la liquidación
2	No existió la liquidación

- Pago Aporte Concurso Económico:** Corresponde a la acción realizada por las empresas prestadoras del servicio frente al pago del aporte liquidado por el municipio en su pago. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 53: Aporte Concurso Económico

Código	Tipo de Garantía
1	Existió aporte

2	No existió aporte
---	-------------------

5. **Motivo No Pago:** Corresponde a la descripción por la cual se presenta el no pago de la liquidación de aportes al concurso económico. Los valores admisibles en este campo son:

Tabla 54: Motivo No Pago

Código	Tipo de Giro
1	Inconformidad en la liquidación
2	Incumplimiento del Procedimiento por parte de la Alcaldía
3	Liquidación Extemporánea por parte del Municipio

6. **Valor Aporte:** Corresponde al valor en pesos (\$) corrientes que aportó el comercializador del servicio de energía eléctrica por concepto del concurso económico del servicio de estratificación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la Ley 505 de 1999 reglamentado por el Decreto 0007 de 2010, para la vigencia correspondiente. Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
7. **Fecha Aporte:** Fecha en la que el comercializador realizó el aporte de los recursos por concepto del servicio de estratificación de la localidad (municipio, distrito o Departamento Archipiélago) para la vigencia fiscal correspondiente. Formato: dd-mm-aaaa

NOTA: Paz y Salvo: Corresponde a un archivo pdf que se debe cargar siempre y cuando los campos "Liquidación del Concurso Económico" = SI y "Pago Aporte Concurso Económico" = SI.

Recurso de Liquidación: Corresponde a un archivo pdf que se debe cargar siempre y cuando el campo "Pago Aporte Concurso Económico" es igual NO.

CAPÍTULO MERCADO MAYORISTA

FORMULARIO MM1. Ficha Técnica Publicación

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: A solicitud del Prestador.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la totalidad de la información general de las publicaciones de convocatorias realizadas por un agente en un mes. El prestador debe solicitar por demanda la habilitación de este formulario cada vez que requiera de la publicación consolidada de sus convocatorias en el mes. Para el diligenciamiento de este formulario deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Cantidad Convocatorias	9	Fecha de disponibilidad de pliegos
2	No. Convocatoria	10	Fecha de apertura de sobres
3	Fecha publicación convocatoria	11	Fecha de asignación de contratos
4	Inicio periodo convocatoria	12	Valor de los pliegos
5	Fin periodo convocatoria	13	Estado
6	Fecha inicio periodo a contratar		
7	Fecha fin periodo a contratar		
8	Cantidad total de energía a contratar		

- Cantidad de Convocatorias:** Corresponde al número de convocatorias publicadas en un mes por parte del comercializador.
- No. Convocatoria:** corresponde al número del proceso de convocatoria asignado al interior de la empresa.
- Fecha publicación convocatoria:** corresponde a la fecha en que la convocatoria se anunció por medio de periódicos de reconocida cobertura y amplia circulación nacional, así como, a través de sus páginas web. Formato dd-mm-aaaa.
- Inicio periodo convocatoria:** corresponde a la fecha en que la empresa da apertura a la recepción de ofertas. Formato dd-mm-aaaa
- Fin periodo convocatoria:** corresponde a la fecha en que la empresa realiza el cierre a la recepción de ofertas. Formato dd-mm-aaaa
- Fecha inicio periodo a contratar:** corresponde a la fecha inicial en que la empresa requiere suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato dd-mm-aaaa
- Fecha fin periodo a contratar:** corresponde a la fecha final en que la empresa requiere suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato dd-mm-aaaa.
- Cantidad total de energía a contratar:** corresponde a la cantidad total de energía solicitada durante el periodo a contratar (fecha de inicio periodo a contratar- fecha fin periodo a contratar) en el siguiente esquema definido por la SSPD. Ver anexo A.
- Fecha de disponibilidad de pliegos:** corresponde a la fecha definida por la empresa para que los interesados puedan solicitar los pliegos de la convocatoria. Formato dd-mm-aaaa

- 10. Fecha de apertura de sobres:** corresponde a la fecha definida por la empresa para realizar la apertura de las ofertas recibidas por parte de los interesados. Formato dd-mm-aaaa
- 11. Fecha de asignación de contratos:** corresponde a la fecha definida por la empresa, sujeto a los plazos máximos establecidos por la regulación, para la adjudicación de las ofertas recibidas por parte de los interesados. Formato dd-mm-aaaa
- 12. Valor de los pliegos:** corresponde al valor monetario para que los interesados puedan adquirir los pliegos de la convocatoria, expresado en pesos colombianos (\$). Sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 13. Estado:** Corresponde al estado del proceso de convocatoria, este campo tendrá como valor inicial "Publicación". El prestador debe solicitar nuevamente la habilitación del formulario "Ficha Técnica Publicación Convocatorias", con el objetivo de cambiar el estado de "Publicación" a "Adjudicación" para dar inicio al cargue al formato "Información Convocatoria".

Nota: Este formato requiere del cargue de tres (3) archivos en formato pdf.

- El soporte del campo "Cantidad total de energía a contratar" establecido en el anexo C.
- **Modelo de contrato:** Corresponde a la propuesta de minuta del contrato para el suministro de energía con destino al mercado regulado.
- **Esquema de oferta:** Formato a través del cual es presentada la oferta de precio y cantidad para el suministro de energía con destino al mercado regulado.

FORMULARIO MM2. Información Convocatoria

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario MM1. Ficha Técnica Publicación", en estado "Convocatoria".

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario se desplegará una vez el estado de la "Ficha Técnica Publicación Convocatorias" se encuentre en "Adjudicación" y se desplegará una pregunta, que el prestador deberá responder. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿Asignó la convocatoria a por lo menos un interesado?

1. ¿Asigno la convocatoria a por lo menos un interesado?

Tabla 55: Asignación de Convocatoria

Código	Descripción
1	Si se asignó la convocatoria a por lo menos un interesado.
2	Si la convocatoria no fue asignada.

De acuerdo con la opción seleccionada, se deberá diligenciar los formatos "Información Convocatoria No Asignada" o "Información Convocatoria Asignada".

FORMULARIO MM3. Información Convocatoria No Asignada

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario MM2. Información Convocatoria” en estado “Si la convocatoria no fue asignada”.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información consolidada de las diferentes ofertas recibidas por los agentes participantes, siempre y cuando la opción seleccionada en “Información Convocatoria” haya sido “No”. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	No. Convocatoria
2	Número de ofertas recibidas
3	Número de ofertas aceptadas
4	Número de ofertas rechazadas
5	ID empresa oferta recibida
6	Oferta de participantes
7	Justificación

- No. Convocatoria:** corresponde al número del proceso de convocatoria asignado al interior de la empresa.
- Número de ofertas recibidas:** corresponde al número de ofertas recibidas por parte de los interesados para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato número con cero decimales.
- Número de ofertas aceptadas:** corresponde al número de ofertas que fueron asignadas mediante el proceso de selección para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado.
- Número de ofertas rechazadas:** corresponde al número de ofertas que no fueron asignadas mediante el proceso de selección para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado.
- ID empresa oferta recibida:** corresponde al código asignado por la SSPD a cada uno de los prestadores que presentaron interés en la convocatoria.
- Oferta de participantes:** corresponde a la oferta de precio y cantidad presentada por cada uno de los oferentes, así como, las observaciones mencionadas por los interesados. Ver anexo B.
- Justificación:** corresponde a la razón por la cual no fue posible adjudicar la energía eléctrica con destino al mercado regulado, seleccionar de las opciones disponibles, “Precios altos”, “Modalidad”, “Garantías” y “Otros”.

FORMULARIO MM4. Información Convocatoria Asignada

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario MM2. Información Convocatoria” en estado “Si se asignó la convocatoria a por lo menos un interesado”.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información consolidada de las diferentes ofertas recibidas por los agentes participantes, siempre y cuando la opción seleccionada en “Información Convocatoria” haya sido “Si”. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	No. Convocatoria
2	Número de ofertas recibidas
3	Número de ofertas aceptadas
4	Número de ofertas rechazadas
5	ID empresa oferta recibida
6	Oferta de participantes
7	ID empresa oferta aceptada

- No. Convocatoria:** corresponde al número del proceso de convocatoria asignado al interior de la empresa.
- Número de ofertas recibidas:** corresponde al número de ofertas recibidas por parte de los interesados para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato número con cero decimales.
- Número de ofertas aceptadas:** corresponde al número de ofertas que fueron asignadas mediante el proceso de selección para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado.
- Número de ofertas rechazadas:** corresponde al número de ofertas que no fueron asignadas mediante el proceso de selección para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado.
- ID empresa oferta recibida:** corresponde al código asignado por la SSPD a cada uno de los prestadores que presentaron interés en la convocatoria.
- Oferta de participantes:** corresponde a la oferta de precio y cantidad presentada por cada uno de los oferentes, así como, las observaciones mencionadas por los interesados. Ver anexo B.
- ID empresa oferta aceptada:** corresponde al código asignado por la SSPD a cada uno de los prestadores que presentaron interés en la convocatoria y que fueron adjudicados en el proceso de selección de suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado. Para cada uno de los agentes que fueron seleccionados, se desplegará el siguiente formato, que deberá ser diligenciado por el prestador que realiza la convocatoria:

FORMATO MM5. Información Contratos

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario MM4. Información Convocatoria Asignada".

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los diferentes contratos que fueron adjudicados en la convocatoria de energía eléctrica. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID empresa compradora	11	Tipo de cantidad
2	ID empresa vendedora	12	Cantidad de energía
3	Fecha inicio contrato	13	Cantidad referencia
4	Fecha fin contrato	14	Variación de la cantidad
5	Modalidad contrato	15	Garantías
6	Tipo de precio	16	Tipo de Garantía
7	Variación del precio	17	Carta de adjudicación

Nro	Campo	Nro	Campo
8	Precio base	18	Registro XM
9	Mes base	19	Fecha de registro XM
10	Variable de Indexación	20	Código SIC

- ID empresa compradora:** corresponde al código asignado por la SSPD para el agente que compra energía eléctrica con destino al mercado regulado.
- ID empresa vendedora:** corresponde al código asignado por la SSPD para el agente que vende energía eléctrica con destino al mercado regulado, este código será diligenciado por el agente comprador para cada uno de los agentes que fueron asignados en el proceso de convocatoria.
- Fecha inicio contrato:** corresponde al día en que inicia el suministro energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato dd-mm-aaaa
- Fecha fin contrato:** corresponde al día en que finaliza el suministro energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato dd-mm-aaaa
- Modalidad contrato:** corresponde a las diferentes alternativas de contratación para el suministro energía eléctrica con destino al mercado regulado. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 56: Modalidad Contrato

Código	Descripción
1	Pague lo demandado
2	Pague lo contratado
3	Pague lo generado
4	Otro

- Tipo de precio:** corresponde a las alternativas de precio que puede tener el contrato. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 57: Tipo de precio

Código	Descripción
1	Precio Fijo: corresponde a precios de contrato que no varían en el tiempo (sólo se actualiza).
2	Precio Variable: cuando el precio varía en el tiempo y corresponde a una fórmula determinable.
3	Precio Fijo-Variable: es un precio con un componente fijo y otro variable.

- Variación del precio:** En caso de que el "Tipo de precio" seleccionado sea la alternativa "Variable", se debe diligenciar lo que afecta el precio del contrato. (ej. el precio del contrato varía en función del precio de bolsa).
- Precio base:** corresponde a un precio que dictamina el despacho del contrato y/o el precio al cual se liquida el contrato, siempre y cuando exista, expresado en \$/kWh. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
- Mes base:** corresponde al mes asociado al precio del contrato, el cual fue ofertado por el interesado en la convocatoria para el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado. Formato dd-mm-aaaa
- Variable de Indexación:** corresponde al índice con el cual se actualiza la tarifa del contrato en el tiempo (ej. Índice de Precios al Productor - IPP).
- Tipo de cantidad:** corresponde a las alternativas de cantidad que puede tener el contrato. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 58: Tipo de cantidad

Código	Descripción
1	Cantidad Fija: corresponde a las cantidades fijas mensuales, es decir, las cantidades establecidas en el contrato
2	Cantidad Variable: cuando la cantidad varía en el tiempo y depende de una fórmula determinable.

- 12. Cantidad de energía:** En esta casilla deberá ingresarse la cantidad mensual que fue asignada en el contrato o la fórmula con la que se determina la energía a suministrar. Expresado en kWh-mes utilizando hasta dos decimales.
- 13. Cantidad referencia:** corresponde a una cantidad que dictamina el despacho del contrato y/o el precio al cual se liquida el contrato, siempre y cuando exista, expresado en kWh-mes utilizando hasta dos decimales.
- 14. Variación de la cantidad:** En caso de que el "Tipo de cantidad" seleccionado sea la alternativa "Variable", se debe diligenciar la variable que afecta la cantidad o el precio del contrato. (ej. la cantidad varía en función de la demanda).
- 15. Garantías:** señalar si para el contrato se pactaron garantías. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 59: Garantías contratos

Código	Descripción
1	Se pactaron garantías
2	No se pactaron garantías

- 16. Tipo de Garantía:** si fue seleccionada la opción "Si" en el campo "Garantías", es necesario seleccionar una de las siguientes opciones disponibles, "bancaria", "pignoración", "otro". Si el contrato no tiene garantía responder "NO".

Tabla 60: Tipo de Garantía

Código	Descripción
1	Bancarias
2	Pignoración
3	Otro

- 17. Carta de adjudicación:** documento con el cual se adjudicó la energía al interesado en el suministro de energía eléctrica con destino al mercado regulado, en formato PDF.
- 18. Registro XM:** En este campo se deberá seleccionar si la empresa ya registró el contrato con el prestador adjudicado ante el Administrador del Sistema.

Tabla 61: Registro contrato en XM.

Código	Descripción
1	Si registró el contrato.
2	Si no ha registrado el contrato.

Nota: Si al momento de realizar el cargue de información no se ha registrado el contrato ante el Administrador del Sistema, el prestador deberá solicitar la actualización de este campo ante la SSPD una vez el contrato esté registrado.

- 19. Fecha de registro XM:** corresponde a la fecha en que se registró el contrato ante XM. Formato dd-mm-aaaa
- 20. Código SIC:** corresponde al código SIC (código numérico) asignado por XM, para el registro del contrato.

V. INFORMACIÓN TÉCNICA

CÓDIGOS DE PARIDAD

FORMATO TP1. Tabla Código de Paridad

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Cargue Único.

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Descripción: Este formato captura los códigos de circuitos y subestaciones que venían siendo reportados por los operadores de red al SUI, asociándolos con los nuevos códigos asignados por la CREG a las unidades constructivas. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código SUI
2	Código CREG

- Código SUI:** Corresponde a los códigos de circuitos y subestaciones que venían siendo reportados por los operadores de red al SUI.
- Código CREG:** Corresponde a la codificación establecida por la CREG en la circular 029 del 2018, asociado a los activos o unidades constructivas que se venían reportando en el SUI

CAPÍTULO TRANSVERSALES - TÉCNICA

FORMATO TT1. Inventario Alimentadores

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de Inventarios".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes en el que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas en relación con la información de los alimentadores de los Operadores de Red en un periodo de tiempo determinado. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código Circuito o línea	7	Alimentador Radial
2	Voltaje Nominal (kV)	8	Normalmente Abierto
3	Grupo de Calidad Circuito Línea	9	Longitud Cabecera
4	ID Mercado	10	Latitud Cabecera
5	Relé Telecontrolado	11	Altitud Cabecera
6	Cuántos Reles Tiene	12	Propiedad

- Código Circuito o línea:** Identificador asignado por el operador de red para cada una de las líneas o circuitos del sistema que opera, de acuerdo con la estructura definida en la circular CREG 029 de 2018. Campo de 5 dígitos enteros.

El primer dígito debe tener un valor de 2, para los 4 dígitos restantes deben tomar los valores definidos en la aprobación de cargos por la CREG y asignados por el OR.

- Voltaje Nominal (kV):** Corresponde al voltaje de operación del circuito o línea. Máximo 1 decimal.

3. **Grupo de Calidad Circuito Línea:** Corresponde al grupo de calidad asociado al punto donde se encuentra la cabecera del alimentador, de acuerdo con los criterios expuestos en el numeral 5.2.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 7.
4. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del cual hace parte el alimentador o línea y que se encuentra registrado en el SUI.
5. **Relé Telecontrolado:** Hace referencia a la existencia o no de relé de operación remota en la cabecera del circuito. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 62: Relé Telecontrolado

Código	Descripción
1	Existe relé de operación remota en la cabecera del circuito.
2	No existe relé de operación remota en la cabecera del circuito

6. **Cuantos Reles Tiene:** Hace referencia al número de elementos de protección y maniobra telecontrolados y/o telemedidos con los cuales cuenta el alimentador.
7. **Alimentador Radial:** Hace referencia a si el circuito o línea es radial o no. Se diligencia 1 en el caso que sea radial o un 2 en el caso contrario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 63: Alimentador Radial

Código	Descripción
1	El circuito o la línea es radial
2	El circuito o la línea no es radial

8. **Normalmente Abierto:** Hace referencia a si el circuito o línea es normalmente abierto o no. Se diligencia 1 en el caso que sea normalmente abierto o 2 en el caso contrario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 64: Normalmente abierto

Código	Descripción
1	El circuito o la línea es normalmente abierto
2	El circuito o la línea no es normalmente abierto

9. **Longitud Cabecera:** Coordenas geográficas del sitio donde se encuentra la cabecera del circuito, correspondiente a la longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
10. **Latitud Cabecera:** Coordenas geográficas del sitio donde se encuentra la cabecera del circuito, correspondiente a la latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
11. **Altitud Cabecera:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición donde parte el circuito o línea, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
12. **Propiedad:** Esta variable hace referencia a la propiedad del circuito o línea, es decir si pertenece al OR o no. Se diligencia 1 en el caso que sea de propiedad del OR y 2 en el caso contrario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 65: Propiedad Circuito o Línea

Código	Descripción
1	Propiedad del OR
2	No es propiedad del OR

FORMATO TT2. Información de Interrupciones de Alimentadores

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas en relación con las interrupciones que afectaron a los alimentadores operados por los OR en el SDL en un periodo de tiempo determinado. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código Circuito o línea
2	Demanda de Energía Medida (kWh)
3	Longitud de Red Urbana (km)
4	Longitud de Red Rural (km)
5	km Subterráneos
6	km Aéreo
7	< = 1 MIN (INTE)
8	< = 1 MIN (min)
9	1<= X <=3 MIN (INTE)
10	1<= X <=3 MIN (min)
11	ALPM 6 - 6 (INTE)
12	ALPM 6 - 6 (Min)
13	Interrupciones Programadas no Excluíbles (Inter)
14	Interrupciones Programadas no Excluíbles (Min)
15	Interrupciones No Programadas no Excluíbles (Inter)
16	Interrupciones No Programadas no Excluíbles (Min)
17	Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Inter)
18	Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Min)
19	Eventos de Activos del STN y el STR (Inter)

Nro	Campo
20	Eventos de Activos del STN y el STR (Min)
21	Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Inter)
22	Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Min)
23	Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Inter)
24	Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Min)
25	Catástrofes Naturales (Inter)
26	Catástrofes Naturales (Min)
27	Actos de Terrorismo (Inter)
28	Actos de Terrorismo (Min)
29	Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Inter)
30	Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Min)
31	Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Inter)
32	Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Min)
33	Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Inter)
34	Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Min)
35	Limitación de Suministro (Inter)
36	Limitación de Suministro (Min)
37	Incumplimiento CCU (Inter)
38	Incumplimiento CCU (Min)

- Código Circuito o línea:** Identificador asignado por el operador de red para cada una de las líneas o circuitos del sistema que opera, de acuerdo a la estructura definida en la circular CREG 029 de 2018. Campo de 5 dígitos enteros.

El primer dígito debe tener un valor de 2, para los 4 dígitos restantes deben tomar los valores definidos en la aprobación de cargos por la CREG y asignados por el OR.

- Demanda de Energía Medida (kWh):** Es la demanda mensual de energía, registrada (kWh) para el respectivo alimentador.
- Longitud de Red Urbana (km):** Corresponde a la longitud del circuito o línea (principal más ramales). Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
- Longitud de Red Rural (km):** Corresponde a la longitud del circuito o línea (principal más ramales). Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
- km Subterráneos:** Corresponde a la longitud en kilómetros del circuito o línea que estén instalados de manera subterránea. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.

6. **km Aéreo:** Corresponde a la longitud en kilómetros del circuito o línea que estén instalados de manera aérea. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
7. **< = 1 MIN (INTE):** Corresponde al número total de interrupciones del circuito a línea cuya duración no superó 1 minuto, independientemente de su causa.
8. **< = 1 MIN (min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración no superó 1 minuto, independientemente de su causa. Máximo 1 decimal redondeando.
9. **1<= X <=3 MIN (INTE):** Corresponde al número total de interrupciones del circuito a línea cuya duración fue entre 1 y 3 minutos, independientemente de su causa.
10. **1<= X <=3 MIN (min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración fue entre 1 y 3 minutos, independientemente de su causa. Máximo 1 decimal redondeando.
11. **ALPM 6 - 6 (INTE):** En el caso en el cual el circuito sea exclusivo de alumbrado público, corresponde al número total de interrupciones cuya duración sea mayor a 3 minutos que afecten al usuario de alumbrado público, CALP, definido en el numeral 5.2.7 de la Resolución CREG 015 de 2018, de acuerdo con lo expuesto en el literal j del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
12. **ALPM 6 - 6 (Min):** En el caso en el cual el circuito sea exclusivo de alumbrado público, corresponde a la duración total de las interrupciones cuya duración sea mayor a 3 minutos que afecten al usuario de alumbrado público, CALP, definido en el numeral 5.2.7 de la Resolución CREG 015 de 2018, de acuerdo con lo expuesto en el literal j del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
13. **Interrupciones Programadas no Excluibles (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad.
14. **Interrupciones Programadas no Excluibles (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. En este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad. Máximo 1 decimal redondeando.
15. **Interrupciones No Programadas no Excluibles (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del Circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal a del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad.
16. **Interrupciones No Programadas no Excluibles (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal a del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. En este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad. Máximo 1 decimal redondeando.
17. **Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del Circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
18. **Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.2 de la

Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.

19. **Eventos de Activos del STN y el STR (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
20. **Eventos de Activos del STN y el STR (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
21. **Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal d del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
22. **Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal d del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
23. **Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en los literales e y f del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
24. **Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en los literales e y f del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
25. **Catástrofes Naturales (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
26. **Catástrofes Naturales (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
27. **Actos de Terrorismo (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal h del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
28. **Actos de Terrorismo (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal h del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
29. **Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal i del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
30. **Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal i del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
31. **Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

- 32. Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
- 33. Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal m del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 34. Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal m del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
- 35. Limitación de Suministro (Inter):** Corresponde número total de Interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal l del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 36. Limitación de Suministro (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal l del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
- 37. Incumplimiento CCU (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal k del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 38. Incumplimiento CCU (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal k del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.

FORMATO TT3. Inventario Transformadores

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes en el que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas que debe cumplir el formato, en relación con la información de los transformadores de los Operadores de Red en un periodo de tiempo determinado. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código Transformador
2	Grupo de Calidad – Transformador
3	ID Mercado
4	Capacidad del Transformador (KVA)
5	Propiedad
6	Tipo de Subestación
7	Longitud
8	Latitud Cabecera
9	Altitud Cabecera
10	Código de Área Especial

- 1. Código Transformador:** Identificador asignado por el Operador de Red para cada

uno de los Transformadores de Distribución.

Para el caso de los transformadores puestos en operación luego de aprobado el plan de inversiones por parte de la CREG, este código corresponderá al Identificador Único del Activo (IUA) del transformador.

2. **Grupo de Calidad – Transformador:** Corresponde al grupo de calidad asociado al punto donde se encuentra el transformador, de acuerdo con los criterios expuestos en el numeral 5.2.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la tabla 7.
3. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del cual hace parte el transformador y que se encuentra registrado en el SUI.
4. **Capacidad del Transformador (KVA):** Corresponde a la capacidad del respectivo transformador de distribución especificada en KVA. Máximo 1 decimal redondeado.
5. **Propiedad:** Esta variable hace referencia a la propiedad del transformador, es decir si pertenece al OR o no. Se diligencia 1 en el caso que sea de propiedad del OR y 2 en el caso contrario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 66: Propiedad del transformador

Código	Descripción
1	Propiedad del OR
2	No es propiedad del OR

6. **Tipo de Subestación:** Corresponde a la clasificación de las Subestaciones presentada en el artículo 23 del RETIE. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 67: Tipo de Subestación

Código	Descripción
1	Subestación de patio de alta y extra alta tensión.
2	Subestación de alta y extra alta tensión de tipo interior
3	Subestaciones de patio de distribución de media tensión
4	Subestaciones en interiores de distribución o en media tensión.
5	Subestaciones en interiores de edificación.
6	Subestaciones tipo pedestal, las cuales solo se deben instalar en zonas de circulación restringida.
7	Subestaciones sumergibles IPX8
8	Subestaciones semi sumergibles o aprueba de inundación
9	Subestaciones de distribución tipo poste

7. **Longitud:** Coordenas geográficas del sitio donde se encuentra ubicado el transformador, correspondiente a la longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
8. **Latitud Cabecera:** Coordenas geográficas del sitio donde se encuentra ubicado el transformador, correspondiente a la latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
9. **Altitud Cabecera:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición donde se encuentra ubicado el transformador, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
10. **Código de Área Especial:** Corresponde a un código de cuatro (4) dígitos asignado por el comercializador, este código debe coincidir con el diligenciado en el campo "Código de Área Especial" del formato FOES de la presente Resolución. Se deberá reportar con valor cero "0" si el transformador no pertenece a un área especial.

FORMATO TT4. Información de Interrupciones de Transformadores

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas en relación con las interrupciones que afectaron a los transformadores operados por los OR en un periodo de tiempo determinado. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código Transformador
2	Código Circuito o línea
3	Demanda de Energía (kWh)
4	< = 1 MIN (INTE)
5	< = 1 MIN (min)
6	1<= X <=3 MIN (INTE)
7	1<= X <=3 MIN (min)
8	ALPM 6 - 6 (INTE)
9	ALPM 6 - 6 (Min)
10	Interrupciones Programadas no Excluibles (Inter)
11	Interrupciones Programadas no Excluibles (Min)
12	Interrupciones No Programadas no Excluibles (Inter)
13	Interrupciones No Programadas no Excluibles (Min)
14	Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Inter)
15	Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Min)
16	Eventos de Activos del STN y el STR (Inter)
17	Eventos de Activos del STN y el STR (Min)
18	Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Inter)

Nro	Campo
19	Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Min)
20	Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Inter)
21	Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Min)
22	Catástrofes Naturales (Inter)
23	Catástrofes Naturales (Min)
24	Actos de Terrorismo (Inter)
25	Actos de Terrorismo (Min)
26	Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Inter)
27	Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Min)
28	Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Inter)
29	Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Min)
30	Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Inter)
31	Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Min)
32	Limitación de Suministro (Inter)
33	Limitación de Suministro (Min)
34	Incumplimiento CCU (Inter)
35	Incumplimiento CCU (Min)

- Código Transformador:** Identificador asignado por el Operador de Red para cada uno de los transformadores de distribución.
- Código Circuito o línea:** Identificador asignado por el operador de red para líneas o circuito con el cual está asociado el transformador, de acuerdo con la estructura definida en la circular CREG 029 de 2018. Campo de 5 dígitos enteros.

El primer dígito debe tener un valor de 2, para los 4 dígitos restantes deben tomar los valores definidos en la aprobación de cargos por la CREG y asignados por el OR.

- Demanda de Energía (kWh):** Es la demanda mensual de energía registrada (kWh) para el respectivo transformador.
- < = 1 MIN (INTE):** Corresponde al número total de interrupciones del transformador cuya duración no superó 1 minuto, independientemente de su causa.
- < = 1 MIN (min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración no superó 1 minuto, independientemente de su causa. Máximo 1 decimal redondeando.

6. **1<= X <=3 MIN (INTE):** Corresponde al número total de interrupciones del transformador cuya duración fue entre 1 y 3 minutos, independientemente de su causa.
7. **1<= X <=3 MIN (min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración fue entre 1 y 3 minutos, independientemente de su causa. Máximo 1 decimal redondeando.
8. **ALPM 6 - 6 (INTE):** En el caso en el cual el transformador sea exclusivo de alumbrado público, corresponde al número total de interrupciones cuya duración sea mayor a 3 minutos que afecten al usuario de alumbrado público, CALP, definido en el numeral 5.2.7 de la Resolución CREG 015 de 2018, de acuerdo con lo expuesto en el literal j del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
9. **ALPM 6 - 6 (Min):** En el caso en el cual el transformador sea exclusivo de alumbrado público, corresponde a la duración total de las interrupciones cuya duración sea mayor a 3 minutos que afecten al usuario de alumbrado público, CALP, definido en el numeral 5.2.7 de la Resolución CREG 015 de 2018, de acuerdo con lo expuesto en el literal j del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
10. **Interrupciones Programadas no Excluibles (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad.
11. **Interrupciones Programadas no Excluibles (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. En este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad. Máximo 1 decimal redondeando.
12. **Interrupciones No Programadas no Excluibles (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del Circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal a del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad.
13. **Interrupciones No Programadas no Excluibles (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal a del numeral 5.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. En este campo no se reportarán las interrupciones que fueron excluidas en el cálculo de los indicadores de calidad. Máximo 1 decimal redondeando.
14. **Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
15. **Racionamiento de Emergencia por Eventos de Generación (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal b del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
16. **Eventos de Activos del STN y el STR (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
17. **Eventos de Activos del STN y el STR (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos,

según lo establecido en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.

18. **Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal d del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
19. **Interrupciones por Seguridad Ciudadana (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal d del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
20. **Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en los literales e y f del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
21. **Falla de un Activo de Nivel 1 de propiedad de los Usuarios (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en los literales e y f del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
22. **Catástrofes Naturales (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
23. **Catástrofes Naturales (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
24. **Actos de Terrorismo (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal h del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
25. **Actos de Terrorismo (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal h del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
26. **Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal i del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
27. **Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal i del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
28. **Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del circuito o línea cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
29. **Trabajo en Subestaciones Remodelación y Reposición (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
30. **Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del transformador cuya duración sea mayor

a 3 minutos, según lo establecido en el literal m del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

31. **Exigencia Traslado y Adecuación de Infraestructura (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal m del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
32. **Limitación de Suministro (Inter):** Corresponde número total de Interrupciones programadas del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal l del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
33. **Limitación de Suministro (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal l del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.
34. **Incumplimiento CCU (Inter):** Corresponde al número total de Interrupciones programadas del transformador cuya duración sea mayor a 3 minutos, según lo establecido en el literal k del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
35. **Incumplimiento CCU (Min):** Corresponde a la duración total en minutos de las interrupciones programadas del transformador cuya duración supere los 3 minutos, según lo establecido en el literal k del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo 1 decimal redondeando.

FORMATO TT5. Plan de Trabajos de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los TRMS que se programaron en el año, cuyas interrupciones podrán ser objeto de exclusión para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio en el SDL, de acuerdo con lo dispuesto en el literal n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	IUS
2	Clasificación
3	Código Circuito o Transformador Afectado
4	Fecha de Inicio Afectación
5	Fecha Finalización Afectación
6	Descripción del Trabajo
7	Código del Proyecto

1. **IUS:** Identificador único de la subestación donde se realizará el TRMS reportado.
2. **Clasificación:** Corresponde a la clasificación del elemento (Transformador, Circuito) que se verá afectado por las interrupciones generadas a causa de este trabajo. Los valores admisibles para este campo esta definidos en la Tabla 2.
3. **Codigo Circuito o Transformador Afectado:** Identificador asignado por el Operador de Red para cada uno de los circuitos o transformadores que se ven afectados

por las interrupciones programadas que trata el literal n) del numeral 5.2.2. de la Resolución CREG 015 de 2018. Este código deberá corresponder con los asignados a estos equipos en los formatos de inventario de transformadores y/o alimentadores.

4. **Fecha de Inicio Afectación:** Se refiere a la fecha a partir de la cual se tiene programada el inicio de la interrupción por TRMS.
5. **Fecha Finalización Afectación:** Se refiere a la fecha a partir de la cual se tiene programada la finalización de la interrupción por TRMS.
6. **Descripción del Trabajo:** Descripción general del trabajo con sus características más importantes. El diligenciamiento de este campo es obligatorio y debe corresponder a una cadena alfanumérica de máximo 400 caracteres
7. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

Nota: Soporte Plan: Corresponde al documento PDF del programa completo de actividades incluido en el plan de inversiones referenciado en el literal n del numeral 5.2.2. de la Resolución CREG 015 de 2018. Este soporte se enviará una única vez cada que la empresa cargue o modifique la información a la que hace referencia este formato, independientemente de la cantidad de trabajos a realizar.

FORMATO TT6. Ingresos por otros conceptos

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 10 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los ingresos anuales del Operador de Red por conceptos de respaldo, de migraciones de usuarios a nivel de tensiones superiores y por transporte de energía reactiva en exceso obtenidos durante el año anterior, los cuales serán descontados del ingreso del OR durante el año de reporte. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	10	IMunts NT1 (\$)
2	IRM1 (\$)	11	IMunts NT2 (\$)
3	IRM2 (\$)	12	IMunts NT3 (\$)
4	IRM3 (\$)	13	IMunts NT4 (\$)
5	IRM4 (\$)	14	IReactiva NT1
6	IRespaldo NT1 (\$)	15	IReactiva NT2
7	IRespaldo NT2 (\$)	16	IReactiva NT3
8	IRespaldo NT3 (\$)	17	IReactiva NT4
9	IRespaldo NT4 (\$)		

1. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del cual hace parte el alimentador o línea y que se encuentra registrado en el SUI.
2. **IRM1 (\$):** Corresponde al ingreso anual por otros conceptos para el nivel de tensión 1, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
3. **IRM2 (\$):** Corresponde al ingreso anual por otros conceptos para el nivel de tensión 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
4. **IRM3 (\$):** Corresponde al ingreso anual por otros conceptos para el nivel de tensión

- 3, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
5. **IRM4 (\$):** Corresponde al ingreso anual por otros conceptos para el nivel de tensión 1, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 6. **IRespaldo NT1 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de respaldo de red para el nivel de tensión 1, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 7. **IRespaldo NT2 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de respaldo de red para el nivel de tensión 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 8. **IRespaldo NT3 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de respaldo de red para el nivel de tensión 3, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 9. **IRespaldo NT4 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de respaldo de red para el nivel de tensión 4, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 10. **IMunts NT1 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de migración de usuarios a otros niveles de tensión de red para el nivel de tensión 1, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 11. **IMunts NT2 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de migración de usuarios a otros niveles de tensión de red para el nivel de tensión 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 12. **IMunts NT3 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de migración de usuarios a otros niveles de tensión de red para el nivel de tensión 3, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 13. **IMunts NT4 (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de migración de usuarios a otros niveles de tensión de red para el nivel de tensión 4, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 14. **IReactiva NT1:** Corresponde al ingreso anual por concepto de transporte de energía reactiva en exceso para el nivel de tensión 1, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 15. **IReactiva NT2:** Corresponde al ingreso anual por concepto de transporte de energía reactiva en exceso para el nivel de tensión 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 16. **IReactiva NT3:** Corresponde al ingreso anual por concepto de transporte de energía reactiva en exceso para el nivel de tensión 3, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
 17. **IReactiva NT4:** Corresponde al ingreso anual por concepto de transporte de energía reactiva en exceso para el nivel de tensión 4, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

FORMATO TT7. Información de Accidente Origen Eléctrico

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Trimestral.

Dato a reportar: Trimestral Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde día 1 del mes siguiente a la finalización del trimestre.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la finalización del trimestre correspondiente del reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los accidentes de origen eléctrico ocurridos en la infraestructura e instalaciones de los prestadores y aquellos con pérdida de vida en las instalaciones de sus usuarios de acuerdo con lo establecido en el numeral 9.5 del anexo general de la Resolución MME 90708 de 2013 – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Fuente de Información	13	Vinculado a la Empresa
2	Descripción General	14	Tipo de Vinculación
3	Fecha de accidente	15	Tiempo de Vinculación
4	Hora	16	Grado de Escolaridad
5	Código DANE	17	Sección o Área de la Empresa
6	Ubicación	18	Tipo de Lesión
7	Dirección	19	Origen del Accidente
8	Persona Accidentada	20	Causa del Accidente
9	Sexo	21	Medidas Tomadas
10	Edad	22	Observaciones
11	Tipo de Identificación		
12	Número de Identificación		

- Fuente de Información:** Corresponde a la forma o el canal por medio del cual el prestador se enteró del accidente. Los Valores admisibles para este campo son:

Tabla 68: Fuente de Información

Código	Descripción
1	Call Center - Telefonico
2	SCADA / Cuadrilla
3	Reporte Autoridad (Policia, Bomberos, Ejercito, Personeria, Alcaldía, etc)
4	Reporte Medicina Legal
5	Demanda Judicial
6	Visita de Campo
8	Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.
9	Otro

- Descripción General:** Campo obligatorio. Información que la Empresa debe registrar para indicar en forma general en que consistió el accidente
- Fecha de accidente:** Corresponde a la fecha en la que ocurrió el accidente. Esta fecha puede corresponder a accidentes ocurridos durante el periodo de cargue o periodos anteriores. Formato dd-mm-aaaa
- Hora:** Hora en la que ocurrió el accidente, debe ser considerada en formato de hora militar. Rango definido entre Min = 00:00 y Máx = 24:00
- Código DANE:** Corresponde a la información del lugar en el que ocurrió el accidente, según la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia, con la siguiente estructura: DDMMMCCC, donde "DD" es el código del

departamento, "MMM" corresponde al código del municipio y "CCC" corresponde al centro poblado. Para los casos en los que no aplique el centro poblacional se debe diligenciar 000.

6. **Ubicación:** indica si el accidente tuvo como ubicación una zona rural dispersa, sector urbano o centro poblado.

Se consideran urbanos, aquellos inmuebles localizados en la cabecera municipal.

Centro poblado es un área con características urbanas, ubicada en el espacio rural del municipio, conformado por 20 o más viviendas contiguas o adosadas entre sí. Este concepto para fines censales agrupa los caseríos, corregimientos municipales e inspecciones de policía.

Rurales dispersos, son aquellos inmuebles localizados en el espacio rural del municipio, conformado por menos de 20 viviendas contiguas o adosadas entre sí.

Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 8.

7. **Dirección:** Corresponde a la dirección catastral donde ocurrió el accidente.
8. **Persona Accidentada:** Corresponde al nombre completo de la persona accidentada.
9. **Sexo:** Corresponde al sexo de la persona accidentada. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 69: Sexo

Código	Descripción
1	Femenino
2	Masculino

10. **Edad:** Corresponde a la edad en número de años de la persona accidentada.
11. **Tipo de Identificación:** Corresponde al Código del tipo de identificación de la persona accidentada. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 70: Tipo de Identificación

Código	Descripción
1	Cédula
2	Tarjeta de Identidad
3	Pasaporte
4	Cédula de Extranjería
5	Otro
6	N.N

12. **Número de Identificación:** Corresponde al Número de identificación de la persona accidentada. Si la persona accidentada es un N.N., se deberá reportar el código 1111.
13. **Vinculado a la Empresa:** Indica si la persona accidentada es empleada de la empresa. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 71: Vinculación con la Empresa

Código	Descripción
1	La persona accidentada es empleada de la empresa
2	La persona accidentada no es empleada de la empresa

14. **Tipo de Vinculación:** Indica el tipo de relación contractual que tiene la persona accidentada con la empresa. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 72. Tipo de Vinculación

Código	Descripción
1	Planta

Código	Descripción
2	Contratista
3	Temporal
4	Aprendiz
5	No aplica
6	N.N

Nota: se registrará "NO APLICAR si la persona accidentada no tiene vinculación laboral con la Empresa, es decir, si el campo 12 el código capturado es el "1"

- 15. Tiempo de Vinculación:** Indica el tiempo, en meses, de vinculación de la persona accidentada, con la empresa. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
- 16. Grado de Escolaridad:** indica el nivel de capacitación de la persona accidentada. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 73: Grado de Escolaridad

Código	Descripción
1	Básica Primaria
2	Bachiller
3	Bachiller Técnico
4	Técnico
5	Técnico Sena
6	Tecnólogo
7	Profesional
8	Otro

Nota: Si el accidentado posee otro grado de escolaridad diferente a los indicados en la Tabla 73 o no fue posible determinar esta información, se deberá registrar la aclaración correspondiente en el campo 21 "OBSERVACIONES"

- 17. Sección o Área de la Empresa:** Corresponde a la sección o área de la empresa en donde sucedió el accidente, según la actividad que desarrolla la empresa. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 74: Sección o Área de la Empresa

Código	Descripción
1	Generación-Operación
2	Generación-Mantenimiento
3	Generación-Otro
4	Transmisión-Operación
5	Transmisión-Mantenimiento
6	Transmisión-Otro
7	Distribución-Operación
8	Distribución-Mantenimiento
9	Distribución-Otro
10	Comercialización- Labores de Comercialización
11	Comercialización-Otros
99	Instalación de Uso Final

Nota 1; Si el accidente ocurrió en otra sección o área de la Empresa, diferente a las descritas en el cuadro (Código 3, 6, 9 u 11, si la actividad que desarrolla la empresa es generación, transmisión, distribución o comercialización, respectivamente), se deberá registrar la información correspondiente en el campo "OBSERVACIONES") No. (21).

Nota 2: Se registrará "99", si el accidente ocurrió en instalaciones de uso final del usuario, en cuyo caso se deberá registrar la aclaración correspondiente en el campo observaciones (No 21)."

- 18. Tipo de Lesión:** Corresponde al tipo de lesión que sufrió la persona accidentada. Los Valores admisibles para este campo son:

Tabla 75: Tipo de Lesión

Código	Descripción
1	Tetanicación

Código	Descripción
2	Fibrilación
3	Electrólisis
4	Quemaduras
5	Traumatismos
6	Conjuntivitis
7	Derivadas
8	Muerte
9	Otra

Nota 1: Si el accidente ocasionó otro tipo de lesión, diferente a las descritas en el cuadro (Código 9), se deberá registrar la información correspondiente en el campo "OBSERVACIONES"

- 19. Origen del Accidente:** Corresponde al hecho que originó el accidente. Los Valores admisibles para este campo son:

Tabla 76: Origen del accidente

Código	Descripción
1	Malos Contactos
2	Cortocircuito
3	Apertura de Interruptores con Carga
4	Aperturas o cierre de selecciones
5	Suspensión del Servicio
6	Falta de un sistemas Ininterrumpido de potencia
7	No disponibilidad de plantas de emergencia
8	No disponibilidad de transferencia
9	Desatención de normas técnicas
10	Negligencia en operación
11	Impericia en operación
12	Fallas de aislamiento
13	Accidentes externos
14	Vientos fuertes
15	Humedades
16	Fallas de instalación
17	Fallas de operación
18	Fallas de mantenimiento
19	Fallas a tierra
20	Falta de conductor de puesta a tierra
21	Fallas en el diseño del sistema de protección
22	Fallas en la construcción del sistema de protección
23	Fallas en la operación del sistema de protección
24	Unión y separación constante de materiales aislantes
25	Unión y separación constante de materiales conductores
26	Unión y separación constante de materiales sólidos
27	Unión y separación constante de gases con la presencia de un aislante
28	Violación de distancias de seguridad
29	Rayos
30	Otra

- 20. Causa del Accidente:** Corresponde a la causa que originó el accidente. Los Valores admisibles para este campo son:

Tabla 77: Causa del Accidente

Código	Descripción
1	Arcos eléctricos
2	Ausencia de electricidad
3	Contacto directo
4	Contacto indirecto
5	Cortocircuito
6	Electricidad estática
7	Equipo defectuoso
8	Rayos
9	Sobrecarga
10	Tensión de contacto
11	Tensión de paso
12	Otra

21. Medidas Tomadas: Medidas Tomadas: Indica las medidas tomadas por la empresa, dirigidas a prevenir y evitar futuros accidentes de origen eléctrico. Los Valores admisibles para este campo son:

Tabla 78: Medidas Tomadas

Código	Descripción
1	Investigación del accidente
2	Diagnóstico de riesgos origen eléctrico
3	Medidas de mitigación
4	Campañas de divulgación y prevención
5	Otra

22. Observaciones: Corresponde a las observaciones de la empresa, según lo indicado en la definición de las variables: 11, 16, 17, 18, 19, 20 y aquellas que la empresa considere convenientes

FORMATO TT8. Fronteras- Flujos de Energía

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del formulario "Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 21 del mes del año en el que se solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información de las fronteras comerciales registradas al ASIC para un periodo determinado. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Frontera
2	Nombre de la Frontera
3	Tipo de Frontera
4	ID Comercializador Representante de Frontera
5	ID Comercializador Importador
6	ID Comercializador Exportador
7	Nivel de Tensión Punto Medida
8	Nivel de Tensión Entrada de Flujo
9	Nivel de Tensión Salida de Flujo

- ID Frontera:** Corresponde al número de identificación de la frontera comercial asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales.
- Nombre de la Frontera:** Corresponde al nombre que identifica la frontera comercial registrada por el comercializador ante el Administrador del sistema de intercambios comerciales.
- Tipo de Frontera:** Corresponde a la caracterización de la frontera. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 79: Tipo de Frontera

Código	Descripción
1	Frontera de generación
2	Frontera de comercialización entre agentes
3	Frontera de comercialización para agentes y usuarios
4	Frontera de enlace internacional
5	Frontera de interconexión internacional
6	Frontera de distribución
7	Frontera de demanda desconectable voluntariamente

4. **ID Comercializador Representante de Frontera:** Código asignado por la SSPD al comercializador que se registra como representante de la frontera comercial ante el ASIC.
5. **ID Comercializador Importador:** Código asignado por la SSPD al comercializador que se registra como agente importador en la frontera comercial ante el ASIC.
6. **ID Comercializador Exportador:** Código asignado por la SSPD al comercializador que se registra como agente exportador en la frontera comercial ante el ASIC.
7. **Nivel de Tensión Punto Medida:** Corresponde al nivel de tensión donde está instalado el punto de medida. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 3.
8. **Nivel de Tensión Entrada de Flujo:** Corresponde al nivel de tensión de la entrada de flujo de la frontera comercial registrada ante el ASIC.
9. **Nivel de Tensión Salida de Flujo:** Corresponde al nivel de tensión de la salida de flujo de la frontera comercial registrada ante el ASIC.

FORMATO TT9. Fronteras- Flujos de Energía Operación

Tipo de cargue: Cargue Masiva.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 21 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los flujos de energía de las fronteras comerciales registradas al ASIC para un periodo determinado. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Frontera
2	Energía Activa kWh
3	Energía Reactiva MVARh

1. **ID Frontera:** Corresponde al número de identificación de la frontera comercial asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales.
2. **Energía Activa kWh:** Corresponde a la cantidad de energía activa medida en la frontera comercial durante un periodo.
3. **Energía Reactiva MVARh:** Corresponde a la cantidad de energía reactiva medida en la frontera comercial durante un periodo.

FORMATO TT10. Solicitud de Conexión

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: A Solicitud del Prestador

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes correspondiente al reporte

Descripción: Este formato captura la información correspondiente a las solicitudes de conexión realizadas a los operadores de red o transmisores nacionales de proyectos de generación, donde se especifican las características técnicas para su ejecución.

Nro	Campo
1	Código de identificación del Proyecto
2	Nombre Proyecto
3	NIT del Promotor /CC del solicitante /NIU del usuario
4	Nombre o razón social del Promotor /Nombre del solicitante
5	Fecha de la solicitud
6	Tipo de tecnología de Generación
7	Clasificación de generador
8	Capacidad de Generación Instalada (MW)
9	Capacidad de Generación Efectiva (MW)
10	¿Ganador de una de las subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme?

Nro	Campo
11	Obigación de Energía en Firme (MWh)
12	Nivel de tensión
13	Altitud
14	Latitud
15	Longitud
16	Fecha de Puesta en operación
17	Código DANE a nivel municipio
18	Estado del Proyecto
19	Fecha asociada al estado del proyecto
20	Comentarios

- Código de identificación del Proyecto:** Corresponde a un código alfanumérico, que asigne el distribuidor y/o transmisor a cada solicitud de conexión de un proyecto de generación presentado por una persona natural o jurídica para su identificación. Dicho código es único e irrepetible
- Nombre Proyecto:** Corresponde a un campo alfanumérico en el que el distribuidor y/o transmisor relaciona el nombre con el cual el promotor del proyecto presenta la solicitud de conexión. Nota: En caso de que la solicitud se relacione con un proyecto de autogeneración a pequeña escala este campo podrá dejarse en blanco. Cadena Alfanumérica de hasta 100 caracteres.
- NIT del Promotor /CC del solicitante /NIU del usuario:** Número de identificación de la persona natural o jurídica que presenta la solicitud. Nota: En caso de que la solicitud se relacione con un proyecto de autogeneración se deberá relacionar el NIU o NIC del solicitante. Cadena Alfanumérica de hasta 10 caracteres.
- Nombre o razón social del Promotor /Nombre del solicitante:** Corresponde al nombre completo o razón social de la persona natural jurídica que presenta la solicitud. Cadena Alfanumérica de hasta 100 caracteres.
- Fecha de la solicitud:** Fecha en la que fue presentada la solicitud. Formato dd-mm-aaaa.
- Tipo de tecnología de Generación:** Corresponde a la fuente que se utilizaría dentro del proyecto de generación eléctrica que se busca conectar al SIN a través de las redes del distribuidor y/o transmisor. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 80: Tipo de Tecnología de Generación

Código	Descripción
1	Biomasa
2	Solar (Fotovoltaica)
3	Eólica
4	Pequeñas Centrales Hidoeléctricas (PCH's)
5	Centrales Hidroeléctricas.
6	Térmicas - Gas
7	Térmicas - Carbon
8	Térmicas - Líquidos
9	Térmicas - Otros
10	Otro

- Clasificación de generador:** Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 81: Clasificación de Generador

Código	Descripción
1	Generador.
2	Autogenerador a pequeña escala.
3	Autogenerador a gran escala.
4	Cogenerador.
5	Generador Distribuido.

8. **Capacidad de Generación Instalada (MW):** Capacidad de los equipos de generación que estarían asociados al proyecto que se busca conectar al SIN. El valor deberá estar reportado en MW. Cadena numérica de hasta 6 caracteres.
9. **Capacidad de Generación Efectiva (MW):** Capacidad real de los equipos de generación que estarían asociados al proyecto que se busca conectar al SIN. El valor deberá estar reportado en MW. Cadena numérica de hasta 6 caracteres.
10. **¿Ganador de una de las subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme?:** En este campo se debe indicar si el proyecto presentado fue asignado a través de una subasta de asignación de Obligaciones de Energía en Firme. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 82: ¿Ganador de una de las subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme?

Código	Descripción
1	Sí
2	No

11. **Obigación de Energía en Firme (MWh):** En caso de que el proyecto haya sido ganador en una de las subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, deberá reportar en MWh el valor de la OEF correspondiente. Cadena numérica de hasta 6 caracteres
12. **Nivel de tensión:** Nivel de tensión en kV al cual se pretende conectar el proyecto de generación. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la tabla 3.
13. **Altitud:** Corresponde a la información georreferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
14. **Latitud:** Corresponde a la información georreferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
15. **Longitud:** Corresponde a la información georreferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
16. **Fecha de Puesta en operación:** Corresponde a la fecha estimada de puesta en operación en que el promotor del proyecto plantea se energizaría la nueva central generadora. Formato dd-mm-aaaa.
17. **Código DANE a nivel municipio:** Nombre del departamento donde estaría ubicado el proyecto de generación que se pretende conectar al SIN. Cadena de hasta 5 caracteres en formato DDMMM.
18. **Estado del Proyecto:** Cual es el estado actual del proyecto. Los valores admisibles

para este campo son:

Tabla 83: Estado de Solicitud de Conexión

Código	Descripción
1	Solicitud de información.
2	Elaboración de estudio de conexión
3	Ajustes al estudio de conexión
4	Remisión del estudio a la UPME por parte del Promotor
5	Concepto favorable por parte del Transportador
6	Concepto negatorio por parte del Transportador
7	Revisión por parte de la UPME
8	Solicitud de ajustes por parte de la UPME
9	Concepto favorable UPME
10	Concepto negatorio UPME
11	Firma contrato de conexión

Solicitud de información: Corresponde al estado en el cual el promotor se acerca al Transportador en busca de información para realizar el respectivo estudio de conexión de su proyecto.

Elaboración de estudio de conexión: Corresponde al estado en el cual el promotor se encuentra desarrollando el respectivo estudio de conexión de su proyecto con la información entregada por el Transportador.

Revisión estudio de conexión: Corresponde al estado en el cual el Transportador se encuentra realizando la revisión del estudio de conexión entregado por el Promotor.

Ajustes al estudio de conexión: Corresponde al estado en el cual el Promotor se encuentra realizando ajustes a su estudio de conexión como respuesta a la revisión realizada por parte del Transportador.

Remisión del estudio a la UPME por parte del Promotor: Corresponde al estado en el cual se concluye que el proyecto a conectarse requiere inversión en activos de uso para permitir la conexión y por ende el promotor remite el estudio de conexión a la UPME, tal como reza el numeral 2.1 del anexo de la resolución CREG 106 de 2006.

Concepto favorable por parte del Transportador: Corresponde al estado en el cual el Transportador da concepto favorable al estudio de conexión presentado por el promotor.

Concepto negatorio por parte del Transportador: Corresponde al estado en el cual el Transportador da concepto negatorio al estudio de conexión presentado por el promotor.

Revisión por parte de la UPME: Corresponde al estado en el cual el proyecto se encuentra en revisión por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética.

Solicitud de ajustes por parte de la UPME: Corresponde al estado en el cual se solicitan ajustes al estudio de conexión por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética.

Concepto favorable UPME: Corresponde al estado en el cual el proyecto es aprobado por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética.

Concepto negatorio UPME: Corresponde al estado en el cual el proyecto es negado por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética.

Firma contrato de conexión: Corresponde al estado en el cual promotor y Transportador se encuentran en conversaciones para firmar el respectivo contrato de conexión.

- 19. Fecha asociada al estado del proyecto:** Cual es la fecha en que adquirió la condición actual el proyecto de generación que se pretende conectar al SIN. Formato dd-mm-aaaa.

20. Comentarios: Espacio alfanumérico de hasta 1000 caracteres en el que se podrán ingresar anotaciones especiales del proyecto que se relaciona.

FORMATO TT11. Ajuste Eventos

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información correspondiente a los eventos que se deben modificar o eliminar en el reporte de eventos del LAC por los Operadores de Red.

Nro	Campo
1	ID Mercado
2	Código evento
3	Fecha inicial y hora
4	Codigo elemento afectado
5	Tipo
6	Ajuste
7	Radicado SSPD

- ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del Operador de Red y que se encuentra registrado en el SUI.
- Código evento:** Corresponde al código del evento reportado por el agente en el reporte diario de eventos al LAC.
- Fecha inicial:** Fecha y hora en la cual dio inicio del evento, estampa de tiempo que considera la hora inicial del evento.
- Código elemento afectado:** Corresponde al código del elemento afectado, reportado por el agente en el reporte diario de eventos al LAC, puede ser transformador o circuito.
- Tipo:** Tipo del elemento afectado, reportado por el agente en el reporte diario de eventos al LAC, corresponde a transformador o circuito. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 84: Tipo de Elemento Afectado

Código	Descripción
1	Transformador
2	Circuito

- Ajuste:** Indica si el elemento que hace parte de un evento ya reportado se va a Adicionar (1), Modificar (2) o Eliminar (3). Los valores admisibles en este campo son:

Tabla 85. Ajuste-Elemento que hace parte del evento

Código	Descripción
1	Adicionar
2	Modificar
3	Eliminar

- Radicado SSPD:** Corresponde al número de Radicado asignado por la SSPD al informe de justificación de la modificación o eliminación de eventos que solicita el OR al LAC en el reporte mensual.

FORMATO TT12. Plan de Contingencias

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: En este formato se captura la información correspondiente a los planes de emergencia y contingencia a los que hace referencia el artículo 42 de la Ley 1523 de 2012 “Política Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres”, que se encuentra vigentes e implementados por parte de los Operadores de Red, Transmisores y Generadores del Sistema Interconectado Nacional. En este formato solo cargará el archivo PDF con la información solicitada.

Plan de contingencia: Se debe adjuntar el plan de emergencia y contingencia para cada servicio prestado por el prestador. Dicho plan debe ser cargado en formato PDF.

CAPÍTULO PÉRDIDAS

FORMULARIO PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único.

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Descripción: Este formulario clasifica las empresas que tienen o no, pérdidas reconocidas y plan de reducción de pérdidas aprobado de acuerdo con lo dispuesto en Resolución CREG 172 de 2011. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Cuenta con Resolución Particular de acuerdo a la Resolución CREG 172 de 2011

- 1. Cuenta con Resolución Particular de acuerdo a la Resolución CREG 172 de 2011:** Corresponde a la declaración por parte de la empresa de la aprobación de pérdidas reconocidas y plan de reducción de pérdidas de acuerdo con lo dispuesto en Resolución CREG 172 de 2011. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 86: Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011

Código	Descripción
1	Cuenta con resolución particular de acuerdo con lo establecido en Resolución CREG 172 de 2011
2	No cuenta con resolución particular de acuerdo con lo establecido en Resolución CREG 172 de 2011

FORMULARIO PR2. Pérdidas reconocidas CREG 172

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único.

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Descripción: Este formulario captura las variables relacionadas con las pérdidas a reconocer para los operadores de red que no pueden aplicar a plan de reducción de pérdidas debido a que cuentan con resolución particular de aprobación del índice de pérdidas del nivel de tensión 1 de acuerdo con lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 172 de 2011. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	pe2
2	pe3
3	PJ1 Resolución 172
4	Resolución Particular 172
5	ID Mercado

- 1. pe2:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 2, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- 2. pe3:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 3, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- 3. PJ1 Resolución 172:** Corresponde al índice de pérdidas reconocidas del nivel de

tensión 1 aprobado mediante resolución particular de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.

4. **Resolución Particular 172:** Corresponde al número de Resolución particular mediante la cual se aprobaron tanto las pérdidas reconocidas como el plan de reducción de pérdidas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011.
5. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del Operador de Red y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMULARIO PR3. Opción de aplicar a plan de reducción de pérdidas CREG 015

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único.

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Descripción: Este formulario captura las variables relacionadas con las pérdidas de nivel de tensión 1, reconocidas a la fecha de corte definida en la Resolución CREG 015 de 2018 y el índice de pérdidas iniciales del nivel de tensión 1. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	PT1,0
2	Pj,1
3	Acto Administrativo Pj,1
4	ID Mercado

1. **PT_{1,0}**= Corresponde al índice de pérdidas iniciales del nivel de tensión 1 para la fecha de corte. Calculado de acuerdo con lo definido en el numeral 7.1.4.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
2. **P_{j,1}**: Corresponde al índice de pérdidas reconocido a la fecha de corte definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
3. **Acto Administrativo P_{j,1}**: Corresponde al número del acto administrativo por el cual la comisión fijó las pérdidas reconocidas reportadas en el campo.
4. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización que atiende el operador de red y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO PR4. Pérdidas reconocidas plan de reducción de pérdidas CREG 015

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura las variables relacionadas con las pérdidas a reconocer para los operadores de red que pueden aplicar a plan de reducción de pérdidas, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 7.1.3. de la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	pe1	7	pad4
2	pe2	8	Epad

Nro	Campo	Nro	Campo
3	pe3	9	Pd
4	pad1	10	FPI
5	pad2	11	Xr,j
6	pad3	12	ID Mercado

1. **pe1:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 1, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
2. **pe2:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 2, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
3. **pe3:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 3, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
4. **pad1:** Corresponde al índice de pérdidas adicionales reconocidas para el OR en el nivel de tensión 1. Calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
5. **pad2:** Corresponde al Índice de pérdidas adicionales reconocidas para el OR en el nivel de tensión 2. Calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
6. **pad3:** Corresponde al Índice de pérdidas adicionales reconocidas para el OR en el nivel de tensión 3. Calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018
7. **pad4:** Corresponde al Índice de pérdidas adicionales reconocidas para el OR en el nivel de tensión 4. Calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
8. **Epad:** Corresponde a la energía de pérdidas adicionales, expresada en kWh. Calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.4.4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
9. **Pd:** Corresponde al Índice de pérdidas a devolver, calculado según lo establecido en el numeral 7.1.4.4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
10. **FPI:** Corresponde al Índice de pérdidas de energía de transición, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.4.3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
11. **X_{r,j}:** Corresponde al porcentaje de inversión proyectada o ejecutada anual, calculado según lo dispuesto en el numeral 7.1.4.3.2. de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
12. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización que atiende el operador de red y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO PR5. Pérdidas reconocidas sin plan de reducción de pérdidas CREG

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único.

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Descripción: Este formato captura las variables relacionadas con las pérdidas a reconocer para los OR que no aplican para optar a plan de reducción de pérdidas, debido a que cuentan con un índice de reducción de pérdidas menor al reconocido a la fecha de corte definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	pe1
2	pe2
3	pe3
4	PT
5	PNT
6	ID Mercado

- pe1:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 1, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- pe2:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 2, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- pe3:** Corresponde al índice de pérdidas eficientes del nivel de tensión 3, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- PT:** Corresponde al índice de pérdidas técnicas del nivel de tensión 1, al cual hace referencia el numeral 7.1.1.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- PNT:** Corresponde al índice de pérdidas no técnicas de referencia del nivel de tensión 1, al cual hace referencia el numeral 7.1.1.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO PR6. Variables Adicionales Pérdidas

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Descripción: Este formato captura la información relacionadas con las variables adicionales que son requeridas para calcular los índices de pérdidas totales con los cuales se evaluará el plan de reducción de pérdidas. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	pe4	7	DFD2-1 (Factor de Distribución)
2	DFD4-3 (Factor de Distribución)	8	EPR4
3	DFD4-2 (Factor de Distribución)	9	EPR3
4	DFD4-1 (Factor de Distribución)	10	EPR2
5	DFD3-2 (Factor de Distribución)	11	ID Mercado
6	DFD3-1 (Factor de Distribución)		

1. **pe4:** Corresponde al Índice de pérdidas eficientes en el nivel de tensión 4, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.1.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
2. **FD_F₄₋₃ (Factor de Distribución):** Corresponde al factor de distribución del flujo de energía en el sistema del operador de red desde el nivel de tensión 4 hacia el nivel de tensión 3, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
3. **FD_F₄₋₂ (Factor de Distribución):** Corresponde al factor de distribución del flujo de energía en el sistema del operador de red desde el nivel de tensión 4 hacia el nivel de tensión 2, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
4. **FD_F₄₋₁ (Factor de Distribución):** Corresponde al factor de distribución del flujo de energía en el sistema del operador de red desde el nivel de tensión 4 hacia el nivel de tensión 1, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
5. **FD_F₃₋₂ (Factor de Distribución):** Corresponde al factor de distribución del flujo de energía en el sistema del operador de red desde el nivel de tensión 3 hacia el nivel de tensión 2, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
6. **FD_F₃₋₁ (Factor de Distribución):** Corresponde al factor de distribución del flujo de energía en el sistema del operador de red desde el nivel de tensión 3 hacia el nivel de tensión 1, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
7. **FD_F₂₋₁ (Factor de Distribución):** Corresponde al factor de distribución del flujo de energía en el sistema del operador de red desde el nivel de tensión 2 hacia el nivel de tensión 1, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
8. **EPR₄:** Corresponde a la energía de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 4, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3. de la Resolución CREG 015 de 2018.
9. **EPR₃:** Corresponde a la energía de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 3, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3. de la Resolución CREG 015 de 2018.
10. **EPR₂:** Corresponde a la energía de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 2, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.7.3. de la Resolución CREG 015 de 2018.
11. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO PR7. Seguimiento a plan de reducción de pérdidas.

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las variables que son requeridas para realizar el seguimiento de los planes de reducción de pérdidas definidos en el capítulo 7 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código operador de red
2	IPT
3	Suspensión del plan
4	Causales suspensión
5	Cancelación del plan
6	Causales cancelación
7	INVNUCD
8	Tasa de devolución INVNUCD
9	Modificó metas

- Código operador de red:** Corresponde al código asignado al operador de red por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, estos pueden ser capturados en el reporte de prestadores de servicios públicos publicado en el siguiente link: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061
- IPT:** Corresponde al índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.1.4.1. de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- Suspensión del plan:** Este campo tomará un valor de 1 si el plan de reducción de pérdidas para el operador de red es suspendido por alguna de las causales definidas en el numeral 7.3.6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en caso contrario tomará un valor de 2. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 87: Suspensión del Plan

Código	Descripción
1	Plan de reducción de pérdidas suspendido por alguna de las causales definidas en el numeral 7.3.6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018
2	Plan de reducción de pérdidas no suspendido por alguna de las causales definidas en el numeral 7.3.6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018

- Causales suspensión:** Corresponde a las causales de suspensión del plan de reducción de pérdidas establecidas en el numeral 7.3.6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, en el caso en el cual el plan no sea suspendido, esta variable debe tomar un valor de cero (0). Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 88: Causales de Suspensión

Código	Descripción
0	NO fue suspendido
1	Incumplimiento meta reducción de pérdidas - literal a
2	Vinculación usuarios incompleta – literal b
3	Fronteras Comerciales con reporte impresiso al SIC – literal c
4	No reporte medidas para determinar FDF – literal d

- Cancelación del plan:** Este campo tomará un valor de 1 si el plan de reducción de pérdidas para el operador de red es cancelado por alguna de las causales definidas en los numerales 7.3.6.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, en caso contrario tomará un valor de 2. Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 89: Cancelación del plan

Código	Descripción
1	Plan de reducción de Pérdidas cancelado
2	Plan de reducción de Pérdidas no cancelado

- Causales cancelación:** Corresponde a las causales de cancelación del plan de reducción de pérdidas establecidas en el numeral 7.3.6.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, en el caso en el cual el plan no deba ser cancelado esta variable debe tomar un valor de cero (0). Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 90: Causales de Cancelación

Código	Descripción
0	NO fue cancelado
1	Incumplimiento de metas durante dos periodos – literal a 7.3.6.2
2	Reincidencia causales de suspensión – literal b 7.3.6.2
3	Vinculación usuarios incompleta > a un año – literal c 7.3.6.2
4	Solicitud OR – literal d 7.3.6.2
5	Incumplimiento metas por reversión SUI – literal e 7.3.6.2

7. **INVNUCD:** Corresponde al costo a devolver de las inversiones en activos que no son clasificables como unidades constructivas del OR, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.6.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. En caso de que el operador de red no deba devolver montos asociados con la implementación del plan de reducción de pérdidas esta variable tendrá un valor de cero (0).
8. **Tasa de devolución INVNUCD (r):** Corresponde a la tasa definida en el numeral 7.3.6.4.2. de la Resolución CREG 015 de 2018. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
9. **Modificó metas:** Este campo tomará un valor de 1 si al operador de red se le aprobó la solicitud de modificación de metas, en caso contrario tomará un valor de 2. Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 91: Modificó Metas

Código	Descripción
1	Al operador de red se le aprobó la solicitud de modificación de metas
2	Al operador de red no se le aprobó la solicitud de modificación de metas

CAPÍTULO CALIDAD DEL SERVICIO

FORMULARIO CS1. SAIDI y SAIFI

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formato TC1. Inventario de Usuarios”.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario captura los indicadores de calidad media definidos en la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	SAIDI ACUMULADO
2	SAIFI ACUMULADO
3	MAIFI ACUMULADO
4	CAIDI ACUMULADO
5	ID Mercado

1. **SAIDI ACUMULADO:** Corresponde al indicador de duración promedio por usuario de eventos ocurridos en el SDL, acumulado desde el mes de enero hasta el mes de reporte para el año correspondiente al mismo reporte. Máximo tres decimales redondeados a la tercera cifra.
2. **SAIFI ACUMULADO:** Corresponde al indicador de frecuencia promedio por usuario de eventos ocurridos en el SDL, acumulado desde el mes de enero hasta el mes de reporte para el año correspondiente al mismo reporte. Máximo tres decimales redondeados a la tercera cifra.
3. **MAIFI ACUMULADO:** Corresponde al indicador de frecuencia momentánea de eventos ocurridos en el SDL, acumulado desde el mes de enero hasta el mes de reporte para el año correspondiente al mismo reporte. Máximo tres decimales redondeados a la tercera cifra.
4. **CAIDI ACUMULADO:** Corresponde al indicador de duración promedio de eventos por usuario ocurridos en el SDL, acumulado desde el mes de enero hasta el mes de reporte para el año correspondiente al mismo reporte. Máximo tres decimales redondeados a la tercera cifra.
5. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del Operador de Red y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO CS2. DIU y FIU

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formato TC1. Inventario de Usuarios”.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los indicadores de calidad individual del servicio definidos en la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	DIU
3	FIU
4	ID Mercado

- 1. NIU:** Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.
- 2. DIU:** Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario en un periodo de doce meses que termina en el mes de evaluación. Máximo tres decimales redondeados a la tercera cifra.
- 3. FIU:** Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario en un periodo de doce meses que termina en el mes de evaluación. Máximo tres decimales redondeados a la tercera cifra.
- 4. ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del Operador de Red y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO CS3. Incentivo de Calidad Media

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de las variables que hacen parte de la metodología para cálculo incentivos de calidad media definidos en la Resolución CREG 015 de 2018. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	INCD1 (\$)	8	IC SAIFI (\$)
2	INCD2 (\$)	9	IF SAIFI (\$)
3	INCD3 (\$)	10	IF SAIDI (\$)
4	INCF1 (\$)	11	IV SAIFI (\$)
5	INCF2 (\$)	12	IV SAIDI (\$)
6	INCF3 (\$)	13	ID Mercado
7	IC SAIDI (\$)		

- 1. INCD1 (\$):** Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de duración del nivel de tensión 1 del OR. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 2. INCD2 (\$):** Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de duración del nivel de tensión 2 del OR. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 3. INCD3 (\$):** Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de duración del nivel de tensión 3 del OR. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 4. INCF1 (\$):** Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de frecuencia del nivel de tensión 1 del OR. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
- 5. INCF2 (\$):** Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de frecuencia del nivel de tensión 2 del OR. Este registro debe ser

reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.

6. **INCF3 (\$):** Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a los indicadores de frecuencia del nivel de tensión 3 del OR. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
7. **IC SAIDI (\$):** Incentivo de calidad por duración de eventos aplicable al OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
8. **IC SAIFI (\$):** Incentivo de calidad por frecuencia de eventos aplicable al OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
9. **IF SAIFI (\$):** Incentivo fijo por frecuencia de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
10. **IF SAIDI (\$):** Incentivo fijo por duración de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
11. **IV SAIFI (\$):** Incentivo variable por frecuencia de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
12. **IV SAIDI (\$):** Incentivo variable por duración de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Este registro debe ser reportado sin separador de miles y sin decimales, redondeado.
13. **ID Mercado:** Código de Identificación del mercado de comercialización del Operador de Red y que se encuentra registrado en el SUI.

FORMATO CS4. Calidad de Potencia

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas en relación con la calidad de potencia eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Semana del Año	16	NEIT
2	Código Punto de Medida	17	NEMT
3	IUA / IUL	18	NETT
4	Nivel de Tensión	19	NIT
5	NHTT	20	NIMT
6	NHT	21	NITT
7	PST_95	22	NITL
8	PST_99	23	NIMTL
9	THDV_95	24	NITTL
10	THDV_99	25	PPST_95
11	V2/V1_95	26	PPST_99
12	V2/V1_99	27	PTHDV_95
13	NHIT	28	PTHDV_99

Nro	Campo	Nro	Campo
14	NHMT	29	PV2/V1_95
15	NET	30	PV2/V1_99

1. **Semana del Año:** Corresponde a la semana del año en la cual se registró la medida.
2. **Código Punto de Medida:** Corresponde al código del equipo de media asignado por el operador de red.
3. **IUA / IUL:** Corresponde al código del activo al cual está asociado el equipo de media de calidad de potencia. En caso de ser una barra se reportará en este campo el código de la unidad constructiva (IUA) correspondiente, si la medición se hace para una línea en específico se reportará en este campo el identificador único de la misma (IUL).
4. **Nivel de Tensión:** Nivel de Tensión al que pertenece el punto de medida. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 3.
5. **NHTT:** Número de hundimientos temporales de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a los hundimientos con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos.
6. **NHT:** Número de hundimientos de tensión que se presentan en el punto de medida durante la semana.
7. **PST_95:** Percentil 95 de las mediciones de Pst en el punto de medida durante la semana reportada. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de Pst medidos en cada fase.
8. **PST_99:** Percentil 99 de las mediciones de Pst en el punto de medida durante la semana reportada. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de Pst medidos en cada fase.
9. **THDV_95:** Percentil 95 de las mediciones de THDV en el punto de medida durante la semana reportada. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de THDV medidos en cada fase.
10. **THDV_99:** Percentil 99 de las mediciones de THDV en el punto de medida durante la semana reportada. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de THDV medidos en cada fase.
11. **V2/V1_95:** Percentil 95 de las mediciones de la relación V2/V1 en el punto de medida durante la semana reportada.
12. **V2/V1_99:** Percentil 99 de las mediciones de la relación V2/V1 en el punto de medida durante la semana reportada.
13. **NHIT:** Número de hundimientos instantáneos de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a los hundimientos con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos inclusive.
14. **NHMT:** Número de hundimientos momentáneos de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a los hundimientos con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
15. **NET:** Número de elevaciones de tensión que se presentan en el punto de medida durante la semana reportada.
16. **NEIT:** Número de elevaciones instantáneas de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las elevaciones con una duración entre 0,5

ciclos y 0,5 segundos inclusive.

17. **NEMT:** Número de elevaciones momentáneas de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
18. **NETT:** Número de elevaciones temporales de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
19. **NIT:** Número de interrupciones de tensión de corta duración que se presentan en el punto de medida durante la semana reportada.
20. **NIMT:** Número de interrupciones momentáneas en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las interrupciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
21. **NITT:** Número de interrupciones temporales de tensión en el punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
22. **NITL:** Número de interrupciones de tensión de corta duración que se presentan en la línea asociada al punto de medida durante la semana reportada.
23. **NIMTL:** Número de interrupciones momentáneas de tensión que se presentan en la línea asociada al punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las interrupciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
24. **NITTL:** Número de interrupciones temporales de tensión que se presentan en la línea asociada al punto de medida durante la semana reportada. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
25. **PPST_95:** Promedio ponderado del indicador Pst_95 durante la semana reportada, respecto a la energía de entrada.
26. **PPST_99:** Promedio ponderado del indicador Pst_99 durante la semana reportada, respecto a la energía de entrada.
27. **PTHDV_95:** Promedio ponderado del indicador THDV_95 durante la semana reportada, respecto a la energía de entrada.
28. **PTHDV_99:** Promedio ponderado del indicador THDV_99 durante la semana reportada, respecto a la energía de entrada.
29. **PV2/V1_95:** Promedio ponderado del indicador V2/V1_95 durante la semana reportada, respecto a la energía de entrada.
30. **PV2/V1_99:** Promedio ponderado del indicador V2/V1_99 durante la semana reportada, respecto a la energía de entrada.

CAPÍTULO BRA

FORMATO BRA1. Información General Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas en relación con la información de las subestaciones en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUS	9	Valor Catastral \$ (DIC2017)/m ²
2	IUS Provisional	10	Salinidad
3	Código Subestación (circular 29)	11	Observaciones
4	Nombre Subestación	12	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
5	Longitud	13	Código del Proyecto
6	Latitud	14	Año Entrada / Salida Operación
7	Altitud	15	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
8	Área	16	Alternativa de Valoración

- 21. IUS:** Identificador único de la subestación. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito debe tener un valor de 1, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR

- 22. IUS Provisional:** Identificador único provisional en caso de que la subestación sea proyectada. El primer dígito debe ser 1, los 4 restantes corresponderán a los asignados por el OR.

- 23. Código Subestación (circular 29):** Identificador asignado por el operador de red para cada una de las subestaciones con que cuenta su STR y/o SDL y las subestaciones de otros agentes con las que se conecta su sistema en el momento de aprobación de cargos.

- 24. Nombre Subestación:** Se refiere al nombre de la subestación asignado por el operador de red.

- 25. Longitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

- 26. Latitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

- 27. Altitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.

- 28. Área:** En este campo se reportará el área aprobada de la subestación en metros cuadrados, m². En caso de que la subestación sea proyectada, debe consignarse en este campo un valor de área estimada. Máximo cuatro decimales redondeando en la cuarta cifra.

- 29. Valor Catastral \$ (DIC2017)/m²:** En este campo se reportará el valor catastral del lote donde se encuentra la subestación reportada en pesos de diciembre de 2017. En caso de que la subestación sea proyectada, debe consignarse en este campo un valor estimado.
- 30. Salinidad:** En este campo se reportará si la subestación se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 92: Salinidad

Código	Descripción
1	Se encuentra en la franja
2	No se encuentra en la franja

- 31. Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre la subestación.
- 32. Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del área asociada a la subestación mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando en el cargue la variable estado (Campo 15) corresponde al valor BRA. Es decir que finalizó su planeación y seguimiento.

- 33. Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.
- 34. Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
- 35. Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra la subestación. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 93: Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)

Código	Descripción
1	Planeación
2	BRA
3	Fuera de operación

Planeación: Se diligenciará este estado si el activo, línea o subestación hace parte del plan de inversiones aprobado y no ha sido puesto en operación.

BRA: Se diligenciará este estado si el activo, línea o subestación se encuentra en operación, independientemente si esta siendo remunerado mediante cargos por uso o no.

Fuera de Operación: Se diligenciará este estado si el activo, línea o subestación ha salido de operación.

- 36. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 94: Alternativa de Valoración

Código	Descripción
1	CRI
2	CRINR
3	BRAFO
4	CRIN
5	INVA
6	BRAEN

FORMATO BRA2. Unidades Constructivas de Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de equipos de subestación en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	12	Año Entrada / Salida Operación
2	IUA Provisional	13	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
3	IUS	14	Código del Proyecto
4	Código Unidad Constructiva	15	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
5	Porcentaje de Uso	16	Remuneración Pendiente
6	RPP	17	Requiere Ser Reemplazado
7	IUA Transformador	18	Horizonte de reposición
8	IUL Línea	19	Tipo de Inversión
9	Área Especial	20	Fracción de Costo
10	Salinidad	21	IUA Reemplazado Afectado
11	Observaciones	22	Alternativa de Valoración

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. IUA Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 3. IUS:** Identificador único de la subestación. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 1, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.

- 4. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de subestaciones definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 5. Porcentaje de Uso:** Se refiere al porcentaje del activo que es remunerado a través de los cargos por uso. Este variable debe tomar valores entre 0 y 1.
- 6. RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
- 7. IUA Transformador:** Cuando se reporten bahías y/o celdas de transformador, en este campo se indica el código IUA del transformador al que pertenece.
- 8. IUL Línea:** Cuando se reporten bahías y/o celdas de línea, corresponde al identificador único del circuito o línea al que pertenecen. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.

9. **Área Especial:** En este campo deberá reportarse el área típica reconocida para terrenos de la UC reportada en metros cuadrados.
10. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
11. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
12. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
13. **Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
14. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
15. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.

16. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 95: Remuneración Pendiente

Código	Descripción
1	Está siendo remunerado
2	Remuneración pendiente 1.1 INVA
3	No está siendo remunerado

Está siendo remunerado: Se diligencia este código cuando el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso.

Remuneración pendiente 1.1 INVA: Se diligencia este código cuando el activo debe incorporarse en el INVR del siguiente año, toda vez que se superó el límite de ejecución del 110% de la variable INVA para el año de reporte.

No está siendo remunerado: Se diligencia este código cuando la CREG no aprobó el reconocimiento mediante cargos por uso para este activo.

17. **Requiere Ser Reemplazado:** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 96: Requiere Ser Reemplazado

Código	Descripción
1	Requiere ser reemplazado durante el periodo tarifario
2	No Requiere ser reemplazado durante el periodo tarifario

- 18. Horizonte de reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Reemplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles son:

Tabla 97: Horizonte de Reposición

Código	Descripción
0	El activo no requiere ser reemplazado.
1	El activo debe ser reemplazado en un periodo menor a dos años, contados a partir de la fecha de aprobación del plan de inversión
2	El activo debe ser reemplazado los siguientes dos y cuatro años, luego de aprobado el plan de inversiones.
3	El activo no amerita ser reemplazado en un periodo menor a 4 años, contados a partir de la fecha de aprobación del plan de inversión

- 19. Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 98: Tipo de Inversión

Código	Descripción
1	Proyectos de inversión tipo I
2	Proyectos de inversión tipo II
3	Proyectos de inversión tipo III
4	Proyectos de inversión tipo IV
5	Proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables

- 20. Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
- 21. IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
- 22. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA3. Unidades Constructivas de Equipos de Subestación

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de equipos de subestación en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	11	Horizonte de reposición
2	IUA Provisional	12	Remuneración Pendiente
3	IUS	13	Tipo de Inversión
4	Código Unidad Constructiva	14	IUA Reemplazado Afectado
5	RPP	15	Fracción de Costo
6	IUL	16	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
7	Salinidad	17	Observaciones
8	Año Entrada / Salida Operación	18	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)

Nro	Campo	Nro	Campo
9	Código del Proyecto	19	Alternativa de Valoración
10	Requiere Ser Reemplazado		

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. IUA Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 3. IUS:** Identificador único de la subestación. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 1, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.

- 4. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de equipos de subestación definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 5. RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
- 6. IUL:** Identificador único del circuito o línea. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR

- 7. Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
- 8. Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
- 9. Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
- 10. Requiere Ser Remplazado:** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles en este campo están definidos en la Tabla 96.
- 11. Horizonte de reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Remplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles están definidos en la Tabla 97.

- 12. Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo están definidos en la Tabla 95.
- 13. Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo están definidos en la Tabla 98.
- 14. IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
- 15. Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
- 16. Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
- 17. Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
- 18. Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.
- Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
- 19. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA4. Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de transformadores en subestaciones, en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	16	Año Entrada / Salida Operación
2	IUA Provisional	17	RPP
3	IUS	18	Salinidad
4	Código Transformador	19	Observaciones
5	Código Unidad Constructiva	20	Código del Proyecto
6	Capacidad (MVA)	21	Tipo de Inversión
7	Potencia Baja 1	22	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
8	Potencia Baja 2	23	IUA Reemplazado Afectado
9	Potencia Baja 3	24	Fracción de Costo
10	Nivel Alta	25	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)

Nro	Campo	Nro	Campo
11	Nivel Baja 1	26	Remuneración Pendiente
12	Nivel Baja 2	27	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
13	Nivel Baja 3	28	Horizonte de Reposición
14	Relación de Transformación	29	Alternativa de Valoración
15	Porcentaje de Uso		

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. IUA Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 3. IUS:** Identificador único de la subestación. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 1, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR

- 4. Código Transformador:** Identificador asignado por el operador de red para cada transformador con que cuenta en su STR y/o SDL.
- 5. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de transformadores en subestaciones definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 6. Capacidad (MVA):** En este campo se reporta la capacidad nominal del transformador (en MVA).
- 7. Potencia Baja 1:** En este campo se reporta la capacidad del transformador en MVA, disponible para el devanado de baja. Cuando haya más de un devanado de baja, se deberá reportar la capacidad del devanado con mayor nivel de tensión.
- 8. Potencia Baja 2:** En este campo se reporta, en caso de que exista, la capacidad del transformador en MVA, disponible para el devanado de baja para el nivel de tensión inmediatamente inferior al reportado en potencia baja 1.
- 9. Potencia Baja 3:** En este campo se reporta, en caso de que exista, la capacidad del transformador en MVA, disponible para el devanado de baja para el nivel de tensión inmediatamente inferior al reportado en potencia baja 2.
- 10. Nivel Alta:** En este campo se reporta el nivel de tensión al cual se conecta el devanado de alta del transformador. Los valores admisibles para este campo están definidos en la Tabla 3.
- 11. Nivel Baja 1:** En este campo se reporta el nivel de tensión para la capacidad reportada en el campo Potencia baja 1. Los valores admisibles para este campo están definidos en la Tabla 3.
- 12. Nivel Baja 2:** En este campo se reporta el nivel de tensión para la capacidad reportada en el campo Potencia baja 2. Los valores admisibles para este campo están definidos en la Tabla 3.
- 13. Nivel Baja 3:** En este campo se reporta el nivel de tensión para la capacidad reportada en el campo Potencia baja 3. Los valores admisibles para este campo están definidos en la Tabla 3.

14. **Relación de Transformación:** Se debe diligenciar la relación de transformación del transformador, indicando inicialmente el voltaje del lado de alta en kV y seguidamente el o los voltajes del lado de baja tensión también en kV (por ejemplo, 115/34.5/13.8).
15. **Porcentaje de Uso:** Se refiere al porcentaje del activo que es remunerado a través de los cargos por uso. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
16. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
17. **RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
18. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
19. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
20. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
21. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
22. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
23. **IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
24. **Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
25. **Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
26. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.
27. **Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1):** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el

periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles en este campo son los definidos en la Tabla 96.

- 28. Horizonte de Reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Reemplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 97.

- 29. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA5. Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de compensaciones reactivas en subestaciones en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	11	Código del Proyecto
2	IUA Provisional	12	Remuneración Pendiente
3	IUS	13	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
4	Código Unidad Constructiva	14	Horizonte de reposición
5	Capacidad (MVar)	15	Tipo de Inversión
6	Porcentaje de Uso	16	Fracción de Costo
7	RPP	17	IUA Reemplazado Afectado
8	Salinidad	18	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
9	Año Entrada / Salida Operación	19	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
10	Observaciones	20	Alternativa de Valoración

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. IUA Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 3. IUS:** Identificador único de la subestación. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 1, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR,

- 4. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de compensaciones reactivas en subestaciones definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 5. Capacidad (MVar):** En este campo se reporta la capacidad nominal de la compensación reactiva (en MVar).

6. **Porcentaje de Uso:** Se refiere al porcentaje del activo que es remunerado a través de los cargos por uso. Este variable debe tomar valores entre 0 y 1.
7. **RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
8. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
9. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
10. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
11. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
12. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.
13. **Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1):** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles en este campo son los definidos en la Tabla 96.
14. **Horizonte de reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Reemplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 97.
15. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
16. **Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
17. **IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
18. **Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.

- 19. Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.

- 20. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA6. Unidades Constructivas de Centros de Control

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de centros de control en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	11	Remuneración Pendiente
2	IUA Provisional	12	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
3	IUS	13	Horizonte de Reposición
4	Código Unidad Constructiva	14	Estado (Planeamiento, BRA, Fuera de Operación)
5	RPP	15	IUA Reemplazado Afectado
6	Salinidad	16	Fracción de Costo
7	Año Entrada / Salida Operación	17	Tipo de Inversión
8	Observaciones	18	PSN
9	Código del Proyecto	19	Alternativa de Valoración
10	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)		

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. IUA Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 3. IUS:** Identificador único de la subestación. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 1, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR

- 4. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de centros de control definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 5. RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).

6. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
7. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
8. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
9. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
10. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.

11. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.
12. **Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1):** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles en este campo son los definidos en la Tabla 96.
13. **Horizonte de Reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Reemplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 97.

14. **Estado (Planeamiento, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
15. **IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
16. **Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
17. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
18. **PSN:** Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 99: PSN

Código	Descripción
1	OR 4 Niveles de Tensión 1/3
2	OR 3 Niveles de Tensión 1/2
3	OR 2 Niveles de Tensión 1

19. **Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA7. Información General Circuitos

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura las variables y características técnicas en relación con la información de los circuitos en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Identificador Único de Línea (IUL)	8	Nivel de Tensión
2	IUL Provisional	9	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
3	Código de Circuito o Línea (circular 29)	10	Código del Proyecto
4	IUS Inicial	11	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
5	IUS Final	12	Año Entrada / Salida Operación
6	Observaciones	13	Alternativa de Valoración
7	Voltaje de Operación		

1. **Identificador Único de Línea (IUL):** Identificador único del circuito o línea. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.

2. **IUL Provisional:** Identificador único del circuito o línea asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
3. **Código de Circuito o Línea (circular 29):** Identificador asignado por el operador de red para cada una de las líneas o redes de distribución con que cuenta su STR y/o SDL.
4. **IUS Inicial:** Se refiere al Identificador Único de la Subestación donde inicia la línea o red de distribución reportado.
5. **IUS Final:** Se refiere al Identificador Único de la Subestación donde finaliza la línea o red de distribución reportado.
6. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
7. **Voltaje de Operación:** Hace referencia al voltaje de operación de la línea o red de distribución, expresado en kV.
8. **Nivel de Tensión:** Nivel de Tensión de operación de la línea o red de distribución. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 3.

- 9. Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.
- Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
- 10. Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
- 11. Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
- 12. Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
- 13. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA8. Unidades Constructivas de Líneas

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de líneas en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	11	Código del Proyecto
2	Código de Activo Provisional	12	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
3	IUL	13	Remuneración Pendiente
4	Código Unidad Constructiva	14	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
5	Cantidad	15	Horizonte de Reposición
6	RPP	16	IUA Reemplazado Afectado
7	Salinidad	17	Fracción de Costo
8	Observaciones	18	Tipo de Inversión
9	Año Entrada / Salida Operación	19	Alternativa de Valoración
10	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)		

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. Código de Activo Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente por el Operador de Red. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018, en el campo IUA.
- 3. IUL:** Identificador único del circuito o línea. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR

- 4. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de líneas definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa

de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.

5. **Cantidad:** Se refiere a la longitud de la UC de línea reportada, dada en kilómetros (km) a la cantidad de apoyos o la cantidad de canalización dada en kms.
6. **RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
7. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
8. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
9. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
10. **Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
11. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
12. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
13. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.
14. **Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1):** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles en este campo son los definidos en la Tabla 96.
15. **Horizonte de Reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Reemplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 97.
16. **IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).

- 17. Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
- 18. Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
- 19. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA9. Unidades Constructivas de Equipos de Líneas

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de equipos de líneas en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	11	Código del Proyecto
2	Código Activo Provisional	12	Tipo de Inversión
3	IUL	13	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
4	Código Unidad Constructiva	14	Remuneración Pendiente
5	Longitud	15	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
6	Latitud	16	Horizonte de Reposición
7	RPP	17	Estado (Planeamiento, BRA, Fuera de Operación)
8	Salinidad	18	IUA Reemplazado Afectado
9	Año Entrada / Salida Operación	19	Fracción de Costo
10	Observaciones	20	Alternativa de Valoración

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. Código Activo Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- 3. IUL:** Identificador único del circuito o línea. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.

- 4. Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de equipos de líneas definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 5. Longitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición donde se encuentra el activo reportado, en cuanto a longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Este campo solo será reportado para el valor BRA del campo estado, de lo contrario tendrá un valor de 0.

6. **Latitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición del transformador, en cuanto a latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Este campo solo será reportado para el valor BRA del campo estado, de lo contrario tendrá un valor de 0.

7. **RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).

8. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.

9. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.

10. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.

11. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.

12. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.

13. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.

14. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.

15. **Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1):** Este campo tendrá un valor de 1 en el caso que, luego de realizados los análisis definidos en el numeral 6.3.3.1. de la Resolución CREG 015 de 2018, se identifique que el activo debe ser reemplazado durante el periodo tarifario, en caso contrario tendrá un valor de 2. Los valores admisibles en este campo son los definidos en la Tabla 96.

16. **Horizonte de Reposición:** Esta variable se debe diligenciar en caso que el campo Requiere ser Reemplazado (campo 10), tenga un valor de 1.

Corresponde al periodo de tiempo dentro del cual debe ser reemplazado el activo, de acuerdo con lo definido en el literal c del numeral 6.3.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 97.

- 17. Estado (Planeamiento, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
- 18. IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
- 19. Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
- 20. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA10. Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de redes de distribución en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código del Proyecto	9	Tipo de Inversión
2	IUL	10	Observaciones
3	IUA	11	Año Entrada / Salida Operación
4	Código Activo Provisional	12	Remuneración Pendiente
5	Código Unidad Constructiva	13	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
6	Cantidad	14	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
7	RPP	15	Alternativa de Valoración
8	Salinidad		

- Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
- IUL:** Identificador único del circuito o línea. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.
- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- Código Activo Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de redes de distribución definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG

015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.

6. **Cantidad:** Se refiere a la longitud de la UC de redes reportadas dada en kilómetros (km), a la cantidad de apoyos o la cantidad de canalización dada en kms.
7. **RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
8. **Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
9. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
10. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
11. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
12. **Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo está siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.
13. **Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
14. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
15. **Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA 11. Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de transformadores de distribución en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código del Proyecto	8	Tipo de Inversión

Nro	Campo	Nro	Campo
2	IUL	9	Observaciones
3	IUA	10	Año Entrada / Salida Operación
4	Código Activo Provisional	11	Remuneración Pendiente
5	Código Unidad Constructiva	12	Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación)
6	RPP	13	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
7	Salinidad	14	Alternativa de Valoración

- Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
- IUL:** Identificador único del circuito o línea. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.

El primer dígito tendrá un valor de 2, los 4 restantes tomarán los valores aprobados por la CREG y asignados por el OR.
- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- Código Activo Provisional:** Identificador único del activo asignado provisionalmente. El valor definitivo se informa con el reporte de ejecución de las inversiones solicitado en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de transformadores de distribución definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018, según su alternativa de valoración. En caso de que las UC correspondan a un proyecto que cumple las condiciones definidas en el literal h) del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
- Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
- Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
- Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
- Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
- Remuneración Pendiente:** En este campo deberá indicarse si el activo esta siendo remunerado mediante cargos por uso. Los valores admisibles de este campo son los definidos en la Tabla 95.
- Estado (Planeación, BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.

- 13. Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.

- 14. Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA12. Unidades Constructivas Especiales

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas especiales en la planificación, seguimiento e ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	IUA	9	Vida Útil
2	IUL/IUS	10	Costo de Reposición
3	Porcentaje de Uso	11	Cantidad / Capacidad
4	RPP	12	Fracción de Costo
5	Salinidad	13	IUA Reemplazado Afectado
6	Año Entrada / Salida Operación	14	Estado (BRA, Fuera de Operación)
7	Observaciones	15	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
8	Descripción del Activo	16	Alternativa de Valoración

- 1. IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 2. IUL/IUS:** Identificador único de la subestación, circuito o línea con la cual esta asociado el activo. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018.
- 3. Porcentaje de Uso:** Se refiere al porcentaje del activo que es remunerado a través de los cargos por uso. Valor en porcentaje con máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra decimal.
- 4. RPP:** Fracción del activo financiado a través de recursos públicos. Esta fracción se asigna a partir del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de la UC, tomará valores entre 0 y 1. En caso de que el activo NO sea financiado a través de recursos públicos deberá reportar en este campo el número cero (0).
- 5. Salinidad:** En este campo se reportará si el circuito o línea se encuentra en la franja de 30 km de que trata el numeral 4.1.5 del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 92.
- 6. Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva. Formato aaaa.
- 7. Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar

anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.

8. **Descripción del Activo:** Descripción del activo eléctrico. Debe corresponder con lo definido en la resolución de aprobación del activo por la CREG.
9. **Vida Útil:** Corresponde a la vida útil aprobada para el activo por la CREG.
10. **Costo de Reposición:** Corresponde al costo de reposición del activo en pesos aprobado, debe corresponder con lo definido en la resolución de aprobación del activo por la CREG.
11. **Cantidad / Capacidad:** En el caso de unidades constructivas de línea, se refiere a la longitud de la UC de línea reportada, dada en kilómetros (km) a la cantidad de apoyos o la cantidad de canalización dada en kms y en el caso de ser transformadores o compensaciones corresponde a su capacidad en MVA o MVAr según corresponda.
12. **Fracción de Costo:** Fracción del costo de la unidad constructiva que es reconocida por reposiciones parciales de la UC, tal como se define en el numeral 3.1.1.2.1. del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
13. **IUA Reemplazado Afectado:** Si el tipo de inversión del proyecto reportado es 1 o 3 y la unidad constructiva reemplaza a una unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a reemplazar o fue reemplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
14. **Estado (BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
15. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
16. **Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

FORMATO BRA13. Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario EI1. Encuesta de inventario”.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con las unidades constructivas de equipos de transformadores y redes de baja tensión en el ingreso al BRA. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Número de Transformadores
2	Número de Redes
3	Resolución CREG para Entrar a BRA (Número)
4	Tipo de Inversión
5	Año Entrada / Salida Operación
6	Estado (BRA, Fuera de Operación)

Nro	Campo
7	Alternativa de Valoración

1. **Número de Transformadores:** Cantidad de transformadores de distribución del OR en el nivel de tensión 1 en operación, de acuerdo con la alternativa de valoración.
2. **Número de Redes:** Cantidad de redes de distribución del OR en el nivel de tensión 1 en operación, de acuerdo con la alternativa de valoración.
3. **Resolución CREG para Entrar a BRA (Número):** Corresponde al número de Resolución expedida por la CREG, por la cual se aprueba la remuneración del activo mediante cargos por uso.

Este campo debe ser diligenciado únicamente cuando el cargue corresponde al estado BRA, es decir, que el activo entro en operación.
4. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 98.
5. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida de operación. Formato aaaa.
6. **Estado (BRA, Fuera de Operación):** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 93.
7. **Alternativa de Valoración:** Corresponde a la variable con la que fue calculado el costo de la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son definidos en la Tabla 94.

CAPÍTULO PLANES DE INVERSIÓN

FORMATO PI1. Inventario Planes

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario EI1. Encuesta de inventario”.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información general relacionada con los planes de inversión y de expansión de la cobertura aprobados por la CREG a los OR. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Plan
2	Tipos de Plan (Inversión Cap 6, Cobertura Cap 13)
3	Cronograma General de las Inversiones
4	Costo de Reposición de Referencia
5	Documento Soporte - Info reservada
6	No. Resolución

- ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.
- Tipos de Plan (Inversión Cap 6, Cobertura Cap 13):** Corresponde al tipo de plan aprobado, puede ser un plan de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 o estar relacionado con los proyectos de expansión de cobertura definidos en el capítulo 13 de la misma Resolución. Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 100: Tipos de Plan (Inversión Cap 6, Cobertura Cap 13)

Código	Descripción
1	Proyectos de inversión (Cap 6 - 015)
2	Proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables (Cap 13 - 015)

- Cronograma General de las Inversiones:** Cronograma general de las inversiones a realizar en el marco del desarrollo del plan de inversión, presentado a la comisión en virtud de lo estipulado en el numeral 6.3 de la Resolución CREG 015 de 2018. Documento soporte formato pdf.
- Costo de Reposición de Referencia - CRR:** Corresponde al costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.4.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Documento Soporte - Info reservada -:** Documento soporte de la Resolución CREG que aprueba el plan de inversiones. Documento soporte formato Excel.
- No. Resolución:** Corresponde al número de la Resolución CREG que aprueba el plan de inversiones.

Nota: Plan (Archivo): Corresponde al documento soporte del plan de inversión, entregado a la Comisión de acuerdo con lo expuesto en el instructivo de la circular 051 de 2018, debe contar con la estructura establecida en el numeral 4.1.3 de la misma circular. Documento soporte formato pdf.

FORMATO PI2. Planes Seguimiento

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: A solicitud del Prestador.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información general relacionada con la ejecución de los planes de inversión y de expansión de la cobertura aprobados por la CREG a los OR. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Plan
2	Valor del plan NT1
3	Valor del plan NT 2
4	Valor del plan NT 3
5	Valor del plan NT 4
6	Valor Inversiones Puestas en Operación NT1
7	Valor Inversiones Puestas en Operación NT2
8	Valor Inversiones Puestas en Operación NT3
9	Valor Inversiones Puestas en Operación NT 4

- ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.
- Valor del plan NT1:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 1 aprobado en el plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVA para nivel de tensión 1, tomando la variable IAEC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IAEC para el nivel de tensión 1.

- Valor del plan NT 2:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 2 aprobado en el plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVA para nivel de tensión 2, tomando la variable IAEC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IAEC para el nivel de tensión 2.

- Valor del plan NT 3:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 3 aprobado en el plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVA para nivel de tensión 3, tomando la variable IAEC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IAEC para el nivel de tensión 3.

- Valor del plan NT 4:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 4 aprobado en el plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVA para nivel de tensión 4, tomando la variable IAEC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IAEC para el nivel de tensión 4.

- Valor Inversiones Puestas en Operación NT1:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 1 puestos en operación dl plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVR para nivel de tensión 1, tomando la variable IREC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IREC para el nivel de tensión 1.

- 7. Valor Inversiones Puestas en Operación NT2:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 2 puestos en operación dl plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVR para nivel de tensión 2, tomando la variable IREC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IREC para el nivel de tensión 2.

- 8. Valor Inversiones Puestas en Operación NT3:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 3 puestos en operación dl plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVR para nivel de tensión 3, tomando la variable IREC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IREC para el nivel de tensión 3.

- 9. Valor Inversiones Puestas en Operación NT 4:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 4 puestos en operación dl plan de inversiones o de expansión de cobertura.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVR para nivel de tensión 4, tomando la variable IREC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IREC para el nivel de tensión 4.

Nota: Informe de Verificación del Plan Contratado: Corresponde al informe derivado de la verificación anual contratada por los operadores de red, a la cual hace referencia el literal e del numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 de 2018. Documento soporte formato pdf.

Nota: Informe de Ejecución: Corresponde al informe anual de ejecución del plan presentado por el operador de red, cuyo formato y contenido son definidos por la CREG, de acuerdo con lo establecido en el literal a del numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 de 2018. Documento soporte formato pdf.

FORMATO PI3. Inventario Proyectos

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes de enero que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información de los proyectos relacionada con los planes de inversión y de expansión de la cobertura aprobados por la CREG a los OR. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Plan	8	Beneficios Esperados
2	ID Proyecto (INV o COB)	9	Valor Regulatorio Aprobado
3	ID Proyecto en el Plan Anterior	10	Relación Beneficio Costo
4	Tipo de Proyecto	11	Fecha de Inicio de Ejecución
5	Objetivo del Proyecto Código (PR, SGA, TRMS)	12	Fecha Final de Ejecución
6	Actividades Relacionadas del Proyecto	13	Aprobación UPME
7	Descripción del Proyecto	14	Observaciones

- ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.
- ID Proyecto (INV o COB):** Corresponde al número de identificación del proyecto aprobado en el plan de inversiones o en el plan de expansión de cobertura, asignado por el operador de red.
- ID Proyecto en el Plan Anterior:** Este campo únicamente será diligenciado con un valor diferente de cero (0) en el caso que se haya presentado una aprobación por parte de la CREG de modificación del plan de inversiones y el proyecto no hay sufrido modificaciones frente al plan anterior. De lo contrario, se debe registra el identificador del proyecto en el plan anterior.
- Tipo de Proyecto:** Corresponde al tipo de proyecto clasificado de acuerdo con lo establecido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 para el caso de proyectos de inversión. Para el caso de proyectos de expansión de cobertura, este campo tendrá valor de 5. Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 101: Tipo de Proyecto

Código	Descripción
1	Proyectos de inversión tipo I
2	Proyectos de inversión tipo II
3	Proyectos de inversión tipo III
4	Proyectos de inversión tipo IV
5	Proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables

- Objetivo del Proyecto Código (PR, SGA, TRMS):** Corresponde a una descripción cualitativa del propósito que se pretende alcanzar con el respectivo proyecto. El diligenciamiento de este campo es obligatorio y debe corresponder a una cadena alfanumérica de máximo 400 caracteres.
- Actividades Relacionadas del Proyecto:** En este campo debe especificarse si el proyecto incluye actividades relacionadas con el plan de reducción de pérdidas, la implementación del sistema de gestión de activos, o el desarrollo de trabajos relacionados con el plan de trabajos de remodelación o modernización en subestaciones.

Tabla 102: Actividades Relacionadas del Proyecto

Código	Descripción
1	Reducción y mantenimiento de pérdidas
2	Sistema de gestión de activos
3	Plan TRMS
4	Reducción y mantenimiento de pérdidas / Reducción y mantenimiento de pérdidas
5	Reducción y mantenimiento de pérdidas / Plan TRMS
6	Reducción y mantenimiento de pérdidas / Reducción y mantenimiento de pérdidas / TRMS

- Descripción del Proyecto:** Descripción general del proyecto, con sus características más importantes. El diligenciamiento de este campo es obligatorio y debe corresponder a una cadena alfanumérica de máximo 400 caracteres.

8. **Beneficios Esperados:** Corresponde a una descripción general de los beneficios que se esperan con la realización del proyecto. El diligenciamiento de este campo deberá tener máximo 400 caracteres.
9. **Valor Regulatorio Aprobado:** Corresponde al valor total de los activos aprobados en el plan de inversiones o de expansión de cobertura para el proyecto.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVA únicamente para los activos asociados al proyecto, tomando la variable IAEC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IEXC del proyecto.
10. **Relación Beneficio Costo:** Relación beneficio / costo estimada para el proyecto reportada en el plan de inversiones. Máximo 3 decimales redondeados a la tercera cifra.
11. **Fecha de Inicio de Ejecución:** Corresponde a la fecha de inicio de ejecución del proyecto que ha sido estimada por el OR. Se debe reportar en formato dd-mm-aaaa.
12. **Fecha Final de Ejecución:** Corresponde a la fecha final de ejecución del proyecto que ha sido estimada por el OR. Se debe reportar en formato dd-mm-aaaa.
13. **Aprobación UPME:** En este campo se debe relacionar el número del concepto UPME que aprueba las inversiones en el nivel de tensión 4 para proyectos asociados al plan de inversión, o de expansión de cobertura de acuerdo con el capítulo 13 de la Resolución CREG 015 de 2018. En caso de no emplearse el campo debe registrarse con valor de cero (0).
14. **Observaciones:** En este campo se deben reportar las observaciones adicionales que puedan aplicar para este proyecto. El diligenciamiento de este campo es obligatorio y no debe sobrepasar los 500 caracteres.

FORMATO PI4. Proyectos Seguimiento

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: A solicitud del Prestador.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Descripción: Este formato captura la información relacionada con la ejecución de los proyectos asociados a planes de inversión y de expansión de la cobertura aprobados por la CREG a los OR. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	ID Plan
2	ID Proyecto (INV o COB)
3	Valor de ejecución real del Proyecto (\$)
4	Valor de Ejecución Regulatorio
5	Fecha de Inicio de Ejecución Real
6	Fecha Final de Ejecución Real
7	Observaciones

1. **ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.
2. **ID Proyecto (INV o COB):** Corresponde al número de identificación del proyecto aprobado en el plan de inversiones o en el plan de expansión de cobertura, asignado por el operador de red.

3. Valor de ejecución real del Proyecto (\$): Corresponde al valor real de ejecución del proyecto.

4. Valor de Ejecución Regulatorio: Corresponde al valor total de los activos aprobados en el plan de inversiones o de expansión de cobertura para el proyecto.

Para el caso del plan de inversiones, esta información corresponde al cálculo de la variable INVR únicamente para los activos asociados al proyecto, tomando la variable IREC con valor de cero (0).

Para el caso de los planes de expansión de cobertura se debe consignar el valor de la variable IREC únicamente para los activos asociados al proyecto.

5. Fecha de Inicio de Ejecución Real: Corresponde a la fecha de inicio de ejecución real del proyecto. Formato dd-mm-aaaa.

6. Fecha Final de Ejecución Real: Corresponde a la fecha final de ejecución real del proyecto. Formato dd-mm-aaaa.

7. Observaciones: En este campo se deben reportar las observaciones adicionales que puedan aplicar para este proyecto. El diligenciamiento de este campo es obligatorio y no debe sobrepasar los 500 caracteres.

CAPÍTULO GENERACIÓN

FORMULARIO G1. Plantas Despachadas Centralmente

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual por Demanda.

Dato a reportar: Demanda.

Fecha inicial para reporte: A Solicitud del Prestador

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente la reporte.

Descripción: Este formulario captura la información de las plantas despachadas centralmente de los agentes generadores que se encuentran en operación, con el fin de habilitar los formularios de inventario de plantas de generación, planes de mantenimiento y obligaciones de energía en firme. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿Tiene o representa una planta de generación despachada centralmente

1. ¿Tiene o representa una planta de generación despachada centralmente?:

Corresponde a si la empresa cuenta con al menos 1 planta de generación despachada centralmente. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 103: Plantas despachadas centralmente.

Código	Descripción
1	Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente.
2	No cuenta con plantas de generación despachada centralmente.

FORMATO G2. Inventario Plantas de Generación

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario G1. Plantas Despachadas Centralmente", en estado "Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente".

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de las características técnicas de las plantas de generación con las que cuentan los agentes. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Nombre de la Planta	22	Potencia de Turbina de Gas
2	Transportador asociado	23	Potencia de Caldera:
3	Subestación	24	Presión del Flujo de Gases a la Turbina
4	Nivel de tensión	25	Presión de Vapor
5	Longitud	26	Temperatura del Flujo de Gases a la Turbina
6	Latitud	27	Temperatura de Vapor
7	Altitud	28	Temperatura de Gases de Exhosto
8	Código DANE (NIU):	29	Tipo Turbina de Vapor
9	ID Frontera	30	Potencia Turbina de Vapor:
10	Nombre de la Unidad:	31	Presión de Vapor
11	Tipo de Generación	32	Temperatura de Vapor:
12	Energético Principal	33	Factor de Conversión Actual
13	Energético Alternativo:	34	Tipo de Turbina Hidráulica
14	Tipo de Tecnología	35	Potencia Turbina Hidráulica:
15	Capacidad Efectiva Neta	36	Altura Caída:
16	Consumo Térmico Específico	37	Túneles de Generación
17	Factor de planta:	38	Manejo del embalse

Nro	Campo	Nro	Campo
18	Fabricante:	39	Mínimo Técnico Operativos del Embalse:
19	Tipo de Caldera:	40	Manejo Embalse (ENFICC):
20	Tipo de Turbina de Gas:	41	Flujo de Agua
21	Capacidad de Generación de vapor:		

1. **Nombre de la Planta:** Corresponde a la denominación la planta establecida por el agente. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 104: Nombre de la Planta

Código	Descripción	Código	Descripción
1	CHIVOR	30	GECELCA 3
2	MERILECTRICA 1	31	GUAJIRA 1
3	URRA	32	GUAJIRA 2
4	BETANIA	33	CARLOS LLERAS
5	CARTAGENA 1	34	PAIPA 1
6	CARTAGENA 2	35	PAIPA 2
7	CARTAGENA 3	36	PAIPA 3
8	EL QUIMBO	37	PAIPA 4
9	GUAVIO	38	AMOYA LA ESPERANZA
10	PAGUA	39	JAGUAS
11	ZIPAEMG 2	40	MIEL I
12	ZIPAEMG 3	41	SAN CARLOS
13	ZIPAEMG 4	42	SOGAMOSO
14	ZIPAEMG 5	43	TERMOCENTRO CC
15	ESMERALDA	44	SAN MIGUEL
16	GUATAPE	45	PROELECTRICA 1
17	GUATRON	46	PROELECTRICA 2
18	LA TASAJERA	47	BARRANQUILLA 3
19	PLAYAS	48	BARRANQUILLA 4
20	PORCE II	49	TEBSAB
21	PORCE III	50	TERMOCANDELARIA 1
22	SAN FRANCISCO	51	TERMOCANDELARIA 2
23	TERMODORADA 1	52	TERMOEMCALI 1
24	TERMO SIERRAB	53	TASAJERO 2
25	ALBAN	54	FLORES 1
26	CALIMA	55	FLORES 4B
27	CUCUANA	56	TERMOVALLE 1
28	PRADO	57	TASAJERO 1
29	SALVAJINA	58	TERMOYOPAL 2

2. **Transportador asociado:** Corresponde al código asignado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios al Operador de Red o Transmisor que representa los activos de uso general a los cuales se conecta la planta.
3. **Subestación:** Nombre de la subestación a la cual se conecta la planta.
4. **Nivel de tensión:** Nivel de tensión asociado a los activos de conexión de la planta.
5. **Longitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la planta de generación, en cuanto a longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
6. **Latitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la planta de generación, en cuanto a latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
7. **Altitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la planta de generación, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. Máximo dos decimales redondeando en la segunda cifra.
8. **Código DANE (NIU):** Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia. Con la siguiente estructura: DDDMMCCC, donde "DD" es el código del departamento, "MMM" corresponde al código del municipio y

"CCC" corresponde al código del centro poblado. Para los casos en que no aplique el centro poblacional, se debe diligenciar 000.

9. **ID Frontera:** Corresponde al número de identificación de la frontera comercial de generación asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales.
10. **Nombre de la Unidad:** Corresponde al nombre asignado por la empresa para cada unidad que hace parte de la planta.
11. **Tipo de Generación:** Corresponde al tipo de generación de las plantas. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 105: Tipo de Generación

Código	Descripción
1	Térmica
2	Hidráulica
3	Solar
4	Eólica

12. **Energético Principal:** corresponde a la materia prima que utiliza ordinariamente el generador en su actividad de generación, y que respalda su oferta comercial en la bolsa de energía. Los valores admisibles en este campo son:

Tabla 106: Tipo energético

Código	Descripción
1	Agua
2	Gas
3	Carbón
4	Sol
5	Viento
6	Biomasa
7	Residuos
8	Combustibles líquidos

13. **Energético Alternativo:** Corresponde al combustible que puede usar el generador en forma alterna al combustible principal, en eventos de fuerza mayor, caso fortuito, cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, o racionamiento programado. Los valores admisibles en este campo son los correspondientes a la Tabla 106.
14. **Tipo de Tecnología:** Corresponde a la tecnología que utiliza la planta para la generación de energía eléctrica. Los valores admisibles en este campo son:

Tabla 107: Tipo Tecnología

Código	Descripción
1	Hidráulica con Embalse
2	Hidráulica Filo de Agua
3	Turbina Vapor
4	Turbina Ciclo Simple
5	Turbina Ciclo Combinado
6	Fotovoltaica
7	Eólica

15. **Capacidad Efectiva Neta:** Corresponde a la máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar la unidad de generación de electricidad en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula como la Capacidad Nominal menos el Consumo Propio de la planta y/o unidad de generación.
16. **Consumo Térmico Específico:** Corresponde a la relación, entre la energía térmica neta suministrada por el combustible y la cantidad de energía eléctrica neta generada en la frontera comercial por una unidad o planta. El Heat Rate se obtiene con base en el poder calorífico inferior (LHV) del combustible.

17. **Factor de planta:** Cociente entre la energía real generada y la energía generada teniendo si la planta hubiese trabajado a plena capacidad.
18. **Fabricante:** Casa fabricante original a la cual pertenece la caldera de la unidad de generación de electricidad.
19. **Tipo de Caldera:** Corresponde a la clasificación de la caldera de la unidad de generación de electricidad, entre las opciones acuotubular o piro-tubular.
20. **Tipo de Turbina de Gas:** Corresponde a la Clasificación de la turbina de gas de la unidad de generación de electricidad, entre las opciones monoeje y multieje.
21. **Capacidad de Generación de vapor:** Corresponde al valor nominal de la cantidad de vapor que se produce en la caldera.
22. **Potencia de Turbina de Gas:** Corresponde al valor de potencia nominal de la turbina de gas de la unidad de generación de electricidad.
23. **Potencia de Caldera:** Valor nominal de la potencia que desarrolla la caldera de la unidad de generación de electricidad.
24. **Presión del Flujo de Gases a la Turbina:** Corresponde al valor nominal de la presión de los gases calientes que se expanden y producen trabajo en la turbina.
25. **Presión de Vapor:** Corresponde al valor de la presión de vapor que se desarrolla en la caldera y de entrada a la turbina de vapor.
26. **Temperatura del Flujo de Gases a la Turbina:** Valor nominal de la temperatura de los gases calientes a la entrada de la turbina de gas.
27. **Temperatura de Vapor:** Valor nominal de la temperatura del vapor a la entrada de la turbina de gas.
28. **Temperatura de Gases de Exhosto:** Valor nominal de la temperatura de los gases de salida de la caldera
29. **Tipo Turbina de Vapor:** Clasificación de la turbina de vapor de la unidad de generación de electricidad, entre las opciones contrapresión, condensación y contrapresión-condensación
30. **Potencia Turbina de Vapor:** Valor de potencia nominal de la turbina de vapor de la unidad de generación de electricidad.
31. **Presión de Vapor:** Valor de la presión de vapor que se desarrolla en la caldera y de entrada a la turbina de vapor.
32. **Temperatura de Vapor:** Valor de la temperatura de vapor que se desarrolla en la caldera y de entrada a la turbina de vapor
33. **Factor de Conversión Actual:** Valor nominal del caudal en m³/s, para producir un MW en la unidad de generación hidroeléctrica.
34. **Tipo de Turbina Hidráulica:** Clasificación de la turbina hidráulica de la unidad de generación de electricidad, entre las opciones Kaplan, Francis y Pelton
35. **Potencia Turbina Hidráulica:** Valor de potencia nominal de la turbina hidráulica de la unidad de generación de electricidad.
36. **Altura Caída:** Altura o distancia vertical del salto, para el aprovechamiento en la unidad de generación de electricidad.

37. **Túneles de Generación:** número de túneles con los que cuenta la planta para la generación y su descripción (como están distribuidos en caso de ser mayor a uno).
38. **Manejo del embalse:** el embalse se llena y se desocupa dentro de un mismo año (enero a diciembre) o necesita más de un año. Colocar el número de año o años que requiera para realizar su llenado y vaciado.
39. **Mínimo Técnico Operativos del Embalse:** niveles mínimos para cada uno de los meses del año para realizar el manejo del embalse minimizando los riesgos operativos del mismo.
40. **Manejo Embalse (ENFICC):** niveles mínimos (porcentaje) para cada uno de los meses del año.
41. **Flujo de Agua:** Caudal nominal de agua que atraviesa la turbina hidráulica de la unidad de generación de electricidad

Nota: Soportes de archivos: Corresponde a los soportes en formato pdf de la infraestructura de prestación de servicio. Los documentos de carácter obligatorio son:

Diagrama y descripción de procesos: Corresponde a un documento donde se puedan identificar las relaciones entre los principales componentes y equipos auxiliares de las plantas de Generación. Formato pdf.

Diagramas Unifilares: Corresponde a la representación gráfica de la planta de generación. Formato dxf y versión georeferenciada.

Pólizas: Corresponde a los documentos PDF de las pólizas vigentes a la fecha para asegurar la infraestructura contra siniestros y/o responsabilidad civil, indicando la aseguradora, el plazo, los eventos, y el monto asegurado.

Certificaciones: Corresponde a los documentos PDF de las certificaciones de calidad, medio ambiente, seguridad y salud en el trabajo (SG-SST), y las demás con las que se cuente.

FORMATO G3. Planes de Mantenimiento

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario G1. Plantas Despachadas Centralmente", en estado "Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente".

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de los mantenimientos planeados y ejecutados a las plantas de generación despachadas centralmente en un periodo de tiempo determinado.

Nota: Para la certificación del formato se deberá realizar el cargue de cuatro (4) archivos pdf, que se describe a continuación:

Procesos documentados para Mantenimiento: Documento PDF en el cual estén compilados todos los procesos con los cuales cuente la empresa para realizar trabajos de mantenimiento sobre la infraestructura de generación.

Plan Anual de Mantenimiento: Corresponde a un documento en el cual deben incluirse todas las actividades del programa de mantenimientos y/o desconexiones reportado al CND de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.1.3. del código de operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995.

Informe de mantenimiento: Corresponde a documento en el cual se consignen cada uno de los trabajos de mantenimiento realizados durante el año anterior a la fecha de reporte especificando como mínimo para cada trabajo lo siguiente:

- a. Descripción del trabajo.
- b. Objetivo general del trabajo.
- c. Causa del trabajo.
- d. Fecha de inicio de ejecución
- e. Fecha final de ejecución
- f. Código de consignación asociada
- g. Tipo de consignación asociada (Emergencia, fuera de PAM, PAM)

Mapa de riesgos: Corresponde a la matriz/mapa de riesgos identificados en los procesos de mantenimiento, incluyendo los mecanismos de mitigación y/o control y el plan de acción específico en caso de materializarse el riesgo.

FORMULARIO G4. Obligaciones de Energía en Firme

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario G1. Plantas Despechadas Centralmente”, en estado “Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente”.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario permite que los agentes indiquen si tienen o no contratos de respaldo en el marco de la Resolución CREG 071 de 2006, para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de energía en firme. Para el cargue de este formulario deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿La empresa cuenta con una planta de generación que tenga asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme ?

1. **¿La empresa cuenta con una planta de generación que tenga asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme ?:** Corresponde a si la empresa tiene Obligaciones de Energía en Firme - OEF - . Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 108: Opción de Obligaciones de Energía en Firme

Código	Descripción
1	Si tiene OEF
2	No tiene OEF

FORMULARIO G5. Contratos de Respaldo OEF

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Semestral.

Dato a reportar: Semestral.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario G4. Obligaciones de Energía en Firme”, en estado “Si tiene OEF”.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario permite que los agentes indiquen si tiene o no contratos de Respaldo para OEF en el marco de la Resolución CREG 071 de 2006, para asegurar el cumplimiento de las OEF. Para el cargue de este formulario deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿Tiene Contratos de Respaldo para cubrir OEF?

1. **¿Tiene Contratos de Respaldo para cubrir OEF?:** Corresponde a si la empresa tiene o no contratos de Respaldo. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 109: Contratos de Respaldo

Código	Descripción
1	Si tiene Contratos de Respaldo
2	No tiene Contratos de Respaldo

FORMULARIO G6. Información Contratos de Respaldo Mercado Secundario

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario G4. Obligaciones de Energía en Firme”, en estado “Si tiene Contratos de Respaldo”.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario captura el número de Contratos de Respaldo que posee un agente para un periodo de tiempo determinado para asegurar el cumplimiento de las OEF. Para el cargue de este formulario deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Número de Contratos
2	Código Contrato de Respaldo
3	Agente Proveedor
4	Fecha Inicial del Respaldo
5	Fecha Final del Respaldo
6	Condiciones de Activación del Contrato
7	Precio Contrato de Respaldo
8	Cantidad Contratada

- Número de Contratos:** Corresponde al número total de contratos bilaterales que la empresa celebra con agentes generadores a través del Mercado Secundario.
- Código Contrato de Respaldo:** Corresponde a la identificación al interior de la empresa del contrato que respalda las OEF.
- Agente Proveedor:** Corresponde al código asignado por la SSPD al agente que provee el “Contrato de Respaldo”, para asegurar el cumplimiento de las OEF.
- Fecha Inicial del Respaldo:** Corresponde a la fecha en la cual inicia el contrato que permite asegurar el cumplimiento de las OEF.
- Fecha Final del Respaldo:** Corresponde a la fecha en la cual finaliza el contrato que permite asegurar el cumplimiento de las OEF.
- Condiciones de Activación del Contrato:** Corresponde a condiciones particulares que se deben cumplir para que el contrato esté activo y pueda asegurar el cumplimiento de las OEF.
- Precio Contrato de Respaldo:** Corresponde al precio en USD/MWh al cual fue pactado el Contrato de Respaldo que permite asegurar el cumplimiento de las OEF. En formato número con dos decimales.
- Cantidad Contratada:** Corresponde a la cantidad pactada en kWh-mes, por los agentes que participan en el “Contrato de Respaldo” que permite asegurar el cumplimiento de las OEF. En formato número con dos decimales.

ANEXO A: MÓDULOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

El módulo de recolección de información para los diferentes formatos se define de la siguiente manera:

Encuesta de Inventarios - información Comercial y Técnico		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
E11: Encuesta de Inventario	Fábrica de Formulario	Comercializador Operador de Red XM S.A. E.S.P.
Información Comercial		
Capítulo Transversal - Comercial		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
TC1: Inventario de usuarios	Cargue Masivo	Operador de Red
TC2: Información Comercial de Usuarios	Cargue Masivo	Comercializador
TC3: Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TC4: Información de peticiones que no constituyen una reclamación	Cargue Masivo	Comercializador
Capítulo Tarifario		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
T1: Recuperación Costo Garantía	Fábrica de Formulario	Comercializador
T2: Garantías Financieras	Cargue Masivo	Comercializador
T3: Tarifas Publicadas	Cargue Masivo	Comercializador
T4: Actualización Tarifas Publicadas	Cargue Masivo	Comercializador
T5: Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008	Fábrica de Formulario	Comercializador
T6: Opción Tarifaria 168 / 2008	Cargue Masivo	Comercializador
T7: Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR	Cargue Masivo	Comercializador
T8: Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR	Cargue Masivo	Comercializador
T9: Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	Cargue Masivo	Comercializador
T10: Información ASIC y LAC - Comercializador	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
T11: Información ASIC y LAC - Distribuidor	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
T12: Información Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
T13: Información General	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
T14: Servicios Adicionales	Cargue Masivo	Comercializador
T15: Costo de Prestación del Servicio para Usuarios No Regulados y Alumbrado Público	Cargue Masivo	Comercializador
Capítulo Subsidios		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
S1: Resumen contable subsidios, contribuciones y FOES	Cargue Masivo	Comercializador
S2: Giros Recibidos y Efectuados	Cargue Masivo	Comercializador
S3: Acuerdo Suscriptor Comunitario	Cargue Masivo	Comercializador
S4: Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	Cargue Masivo	Comercializador
S5: Validaciones Trimestrales Subsidios	Cargue Masivo	Comercializador
S6: Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria	Cargue Masivo	Comercializador
S7: Inventario Macromedidores FOES	Cargue Masivo	Comercializador
S8: Operación Macromedidores FOES	Cargue Masivo	Comercializador
S9: Facturas base de la aplicación del FOES	Cargue Masivo	Comercializador
S10: Contribuciones no recaudas después de 6 meses y Contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo.	Cargue Masivo	Comercializador

Capítulo Información Financiera Complementaria		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
FC1: Información Facturación y Recaudo	Cargue Masivo	Comercializador
FC2: Patrimonio Técnico Transaccional - CROM	Cargue Masivo	Comercializador
FC3: Concurso Económico	Cargue Masivo	Comercializador
Capítulo Mercado Mayorista		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
MM1: Ficha Técnica Publicación	Fábrica Formulario	Comercializador
MM2: Información Convocatoria	Fábrica Formulario	Comercializador
MM3: Información Convocatoria No Asignada	Formulario	Comercializador
MM4: Información Convocatoria Asignada	Fábrica Formulario	Comercializador
MM5: Información Contratos	Cargue Masivo	Comercializador
Información Técnica		
Códigos de Paridad		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
TP1: Tabla Código de Paridad	Cargue Masivo	Operador de Red
Capítulo Transversal – Técnica		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
TT1: Inventario Alimentadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TT2: Información de Interrupciones de Alimentadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TT3: Inventario Transformadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TT4: Información de Interrupciones de Transformadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TT5: Plan de Trabajo de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS	Cargue Masivo	Operador de Red
TT6: Ingresos por otros conceptos	Cargue Masivo	Operador de Red
TT7: Información de Accidente Origen Eléctrico	Cargue Masivo	Generador Transmisor Operador de Red Comercializador
TT8: Fronteras- Flujos de Energía	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
TT9: Fronteras- Flujos de Energía Operación	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
TT10: Solicitud de Conexión	Cargue Masivo	Operador de Red
TT11: Ajuste Eventos	Cargue Masivo	Operador de Red
TT12: Plan de Contingencias	Cargue Masivo	Generador Transmisor Operador de Red
Capítulo Pérdidas		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
PR1: Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR2: Pérdidas reconocidas CREG 172	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR3: Opción de aplicar a plan de reducción de pérdidas CREG 015	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR4: Pérdidas reconocidas plan de reducción de pérdidas CREG 015	Cargue Masivo	Operador de Red
PR5: Pérdidas reconocidas sin plan de reducción de pérdidas CREG	Cargue Masivo	Operador de Red
PR6: Variables Adicionales Pérdidas	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
PR7: Seguimiento a plan de reducción de pérdidas.	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
Capítulo Calidad del Servicio		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
CS1: SAIDI y SAIFI	Fábrica Formulario	Operador de Red
CS2: DIU y FIU	Cargue Masivo	Operador de Red
CS3: Incentivo de Calidad Media	Cargue Masivo	Operador de Red
CS4: Calidad de Potencia	Cargue Masivo	Operador de Red

Capítulo Bra		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
BRA1: Información General Subestaciones	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA2: Unidades Constructivas de Subestaciones	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA3: Unidades Constructivas de Equipos de Subestación	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA4: Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA5: Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA6: Unidades Constructivas de Centros de Control	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA7: Información General Circuitos	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA8: Unidades Constructivas de Líneas	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA9: Unidades Constructivas de Equipos de Líneas	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA10: Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA11: Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA12: Unidades Constructivas Especiales	Cargue Masivo	Operador de Red
BRA13: Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA	Cargue Masivo	Operador de Red
Capítulo Planes de Inversión		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
PI1. Inventario Planes	Cargue Masivo	Operador de Red
PI2: Planes Seguimiento	Cargue Masivo	Operador de Red
PI3: Inventario Proyectos	Cargue Masivo	Operador de Red
PI4: Proyectos Seguimiento	Cargue Masivo	Operador de Red
Capítulo Generación		
Formato	Módulo de Recolección	Responsable
G1: Plantas Despachadas Centralmente	Fábrica Formulario	Generador
G2: Inventario Plantas de Generación	Cargue Masivo	Generador
G3: Planes de Mantenimiento	Cargue Masivo	Generador
G4. Obligaciones de Energía en Firme	Fábrica Formulario	Generador
G5. Contratos de Respaldo OEF	Fábrica Formulario	Generador
G6: Información Contratos de Respaldo Mercado Secundario	Fábrica Formulario	Generador

ANEXO B: RÉGIMEN DE TRANSICIÓN PARA EL CALENDARIO DE REPORTE DE INFORMACIÓN

La información se deberá reportar en los periodos establecidos en este anexo según lo estipula esta Resolución:

Encuesta de Inventarios - información Comercial y Técnico				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
EI1: Encuesta de Inventario	Mensual	Mensual	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta último día hábil del mes del año correspondiente al reporte
Información Comercial				
Capítulo Transversal – Comercial				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
TC1: Inventario de usuarios	Mensual por Demanda	Demanda	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 10 del mes del año correspondiente al reporte.
TC2: Información Comercial de Usuarios	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 10 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
TC3: Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	Mensual	Mensual	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte	Hasta el día 21 del mes siguiente del año correspondiente al reporte
TC4: Información de peticiones que no constituyen una reclamación	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 20 del mes de enero del año correspondiente al reporte.
Capítulo Tarifario				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
T1: Recuperación Costo Garantía	Mensual	Mensual	Desde el día 15 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.
T2: Garantías Financieras	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario T1. Recuperación Costo Garantía".	Desde la certificación del "Formulario. Recuperación Costo Garantía".
T3: Tarifas Publicadas	Mensual	Mensual	Desde el día 15 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 22 del mes del año correspondiente al reporte.
T4: Actualización Tarifas Publicadas	Mensual por Demanda.	Demanda	A solicitud del prestador.	Hasta el último día del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Capítulo Tarifario				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
T5: Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formato T3. Tarifas Publicadas"	Hasta el día 24 de cada mes del año correspondiente al reporte.
T6: Opción Tarifaria 168 / 2008	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008" opción "SI".	Hasta el día 24 del mes del año correspondiente al reporte.
T7: Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008" opción "NO" o Certificación del "Formato T6. Opción Tarifaria 168 / 2008"	Hasta el día 26 del mes del año correspondiente al reporte.
T8: Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 - UR	Mensual por Demanda.	Demanda	A solicitud del prestador	Hasta el último día del mes en el que se solicitó la habilitación del formato
T9: Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formato. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR"	Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte
T10: Información ASIC y LAC - Comercializador	Mensual	Mensual	Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.
T11: Información ASIC y LAC - Distribuidor	Mensual	Mensual	Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.
T12. Información Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	Mensual	Mensual	Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.
T13: Información General	Mensual	Mensual	Desde el día 20 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.
T14: Servicios Adicionales	Anual	Anual	Desde el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día de enero de cada año correspondiente al reporte.
T15: Costo de Prestación del Servicio para Usuarios No Regulados y Alumbrado Público	Mensual	Mensual	Desde el día 15 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 28 del mes del año correspondiente al reporte.

Capítulo Subsidios				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
S1: Resumen contable subsidios, contribuciones y FOES	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.
S2: Giros Recibidos y Efectuados	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte.
S3: Acuerdo Suscriptor Comunitario	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 25 del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.
S4: Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de	Hasta el día 25 del mes en el que se solicitó la habilitación del

RAD_S

Página 158 de 164

			inventario".	formato.
S5: Validaciones Trimestrales Subsidios	Mensual por Demanda.	Demanda.	A solicitud del prestador.	Hasta el último día hábil del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.
S6: Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria	Trimestral.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del trimestre correspondiente al reporte.	Hasta el día 28 del mes siguiente a la terminación del trimestre correspondiente al reporte.
S7: Inventario Macromedidores FOES	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el último día hábil del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.
S8: Operación Macromedidores FOES	Mensual Vencido.	Mensual.	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el día 25 del mes del año correspondiente al reporte.
S9: Facturas base de la aplicación del FOES	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al periodo
S10: Contribuciones no recaudas después de 6 meses y Contribuciones recaudas después de conciliado su no recaudo.	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al periodo

Capítulo Financiero				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
FC1: Información Facturación y Recaudo	Trimestral	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente de la finalización del trimestre	Hasta el día 28 del mes siguiente de la finalización del trimestre
FC2: Patrimonio Técnico Transaccional - CROM	Mensual.	Mensual Vencido	Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del mes de reporte.	Hasta el día 28 del mes siguiente a la finalización del mes de reporte.
FC3: Concurso Económico	Semestral.	Semestral.	Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del semestre a reportar.	Hasta el día 28 del mes siguiente a la finalización del semestre a reportar.
Capítulo Mercado Mayorista				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
MM1: Ficha Técnica Publicación	Mensual por Demanda.	Mensual	A solicitud del Prestador.	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.
MM2: Información Convocatoria	Mensual por Demanda.	Mensual	Desde la certificación del "Formulario MM1. Ficha Técnica Publicación", en estado "Convocatoria".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.
MM3: Información Convocatoria No Asignada	Mensual.	Mensual.	Desde la certificación del "Formulario MM2. Información Convocatoria" en estado "Si la convocatoria no fue asignada".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.
MM4: Información Convocatoria Asignada	Mensual.	Mensual.	Desde la certificación del "Formulario MM2. Información Convocatoria" en estado "Si se asignó la convocatoria a por lo	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte

RAD_S

Página 159 de 164

			menos un interesado".	
MM5: Información Contratos	Mensual.	Mensual.	Desde la certificación del "Formulario MM4. Información Convocatoria Asignada".	Hasta el último día del mes correspondiente al reporte.

Información Técnica				
Códigos de Paridad				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
TP1: Tabla Código de Paridad	Cargue Único.	Único.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.	Hasta el último día del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.

Capítulo Transversal – Técnica				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
TT1: Inventario Alimentadores	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de Inventarios".	Hasta el día 15 del mes en el que solicitó la habilitación del formato.
TT2: Información de Interrupciones de Alimentadores	Mensual.	Mensual Vencido	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte	Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
TT3: Inventario Transformadores	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de Inventarios".	Hasta el día 15 del mes en el que solicitó la habilitación del formato.
TT4: Información de Interrupciones de Transformadores	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
TT5: Plan de Trabajo de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes de enero del año correspondiente al reporte.
TT6: Ingresos por otros conceptos	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 10 del mes de enero del año correspondiente al reporte.
TT7: Información de Accidente Origen Eléctrico	Trimestral	Trimestral Vencido.	Desde día 1 del mes siguiente a la finalización del trimestre.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la finalización del trimestre correspondiente del reporte.
TT8: Fronteras- Flujos de Energía	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de Inventarios".	Hasta el día 21 del mes del año en el que se solicitó la habilitación del formato.
TT9: Fronteras- Flujos de Energía Operación	Mensual	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 21 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
TT10: Solicitud de Conexión	Mensual por Demanda.	Demanda.	A Solicitud del Prestador	Hasta el último día del mes correspondiente al reporte

RAD_S

Página 160 de 164

TT11: Ajuste Eventos	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes del año correspondiente al reporte	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte
TT12: Plan de Contingencias	Anual.	Anual	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Capítulo Pérdidas				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
PR1: Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011	Cargue Único.	Único.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.
PR2: Pérdidas reconocidas CREG 172	Cargue Único.	Único.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.
PR3: Opción de aplicar a plan de reducción de pérdidas CREG 015	Cargue Único.	Único.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.
PR4: Pérdidas reconocidas plan de reducción de pérdidas CREG 015	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.
PR5: Pérdidas reconocidas sin plan de reducción de pérdidas CREG	Cargue Único.	Único.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.
PR6: Variables Adicionales Pérdidas	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de cargos por parte de la CREG.
PR7: Seguimiento a plan de reducción de pérdidas.	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Capítulo Calidad del Servicio				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
CS1: SAIDI y SAIFI	Mensual.	Mensual.	Desde la certificación del "Formato TC1. Inventario de Usuarios".	Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
CS2: DIU y FIU	Mensual.	Mensual.	Desde la certificación del "Formato TC1. Inventario de Usuarios".	Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
CS3: Incentivo de Calidad Media	Anual.	Anual Vencido.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes de enero del año correspondiente al reporte.
CS4: Calidad de Potencia	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte	: Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
Capítulo Bra				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
BRA1: Información General Subestaciones	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

			inventario".	
BRA2: Unidades Constructivas de Subestaciones	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA3: Unidades Constructivas de Equipos de Subestación	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA4: Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA5: Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA6: Unidades Constructivas de Centros de Control	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA7: Información General Circuitos	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA8: Unidades Constructivas de Líneas	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA9: Unidades Constructivas de Equipos de Líneas	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA10: Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA11: Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA12: Unidades Constructivas Especiales	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA13: Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión – BRA	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario E11. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Capítulo Planes de Inversión				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
PI1. Inventario Planes	Mensual por Demanda.	Demanda.	A solicitud del Prestador	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
PI2: Planes Seguimiento	Mensual por Demanda.	Demanda.	A solicitud del Prestador	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

RAD_S

Página 162 de 164

PI3: Inventario Proyectos	Mensual por Demanda.	Demanda.	A solicitud del Prestador	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
PI4: Proyectos Seguimiento	Mensual por Demanda.	Demanda.	A solicitud del Prestador	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Capítulo Generación				
Formato	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
G1: Plantas Despachadas Centralmente	Mensual por Demanda.	Demanda.	A Solicitud del Prestador	Hasta el último día del mes del año correspondiente la reporte.
G2: Inventario Plantas de Generación	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario G1. Plantas Despachadas Centralmente", en estado "Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte
G3: Planes de Mantenimiento	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario G1. Plantas Despachadas Centralmente", en estado "Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte
G4. Obligaciones de Energía en Firme	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario G1. Plantas Despachadas Centralmente", en estado "Tiene o representa al menos 1 planta de generación despachada centralmente".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte
G5. Contratos de Respaldo OEF	Semestral	Semestral	Desde la certificación del "Formulario G4. Obligaciones de Energía en Firme", en estado "Si tiene OEF".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte
G6: Información Contratos de Respaldo Mercado Secundario	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formulario G4. Obligaciones de Energía en Firme", en estado "Si tiene Contratos de Respaldo".	Hasta el último día del mes del año correspondiente al reporte.

ANEXO C: CANTIDAD ENERGÍA CONTRATADA

El campo “Cantidad total de energía a contratar” del formulario “Ficha Técnica Publicación” del capítulo “Mercado Mayorista” requiere de un soporte pdf que deberá cumplir con la siguiente estructura:

Energía Solicitada (kWh)	
Año 1	
Mes	Cantidad kWh
Enero	
Febrero	
Marzo	
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
Año 2	
Mes	Cantidad kWh
Enero	
Febrero	
Marzo	
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
Año 3	
Mes	Cantidad kWh
Enero	
Febrero	
Marzo	
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	

ANEXO D: ESTRUCTURA REPORTE DE INFORMACIÓN “OFERTA DE PARTICIPANTES”

El campo “Oferta de participantes” del formulario “Información Convocatoria No Asignada” del capítulo “Mercado Mayorista” requiere de un soporte Excel, que deberá cumplir con la siguiente estructura:

Energía Solicitada (kWh)	Energía Ofrecida (kWh)	Precio Ofertado (\$/kWh)
Año 1		
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Año 2		
Mes	Energía Ofrecida (kWh)	Precio Ofertado (\$/kWh)
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Año 3		
Mes	Energía Ofrecida (kWh)	Precio Ofertado (\$/kWh)
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		