



RESOLUCIÓN No. SSPD - *RAD_S* DEL *F_RAD_S*

“Por la cual se expedien 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 la Constitución Política, en su artículo 365 dispone que “*los 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*”; así mismo, en su artículo 370 establece que “*corresponde 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 expidió 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.

Así mismo, en el artículo 15 de la Ley 689 de 2001, se establece que la SSPD elaborará un Formato Único de Información, el cual deberá actualizarse de conformidad con los objetivos asignados por la Constitución Política y la ley a la SSPD y conforme con las necesidades de los Ministerios y de las Comisiones de Regulación.

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

Este documento está suscrito con firma mecánica autorizada mediante Resolución No XXXXXXXXX de XX de XXX del 2017



Que, de conformidad con el artículo primero de la Resolución SSPD 321 de 2003, las personas prestadoras de servicios públicos a que se refiere la Ley 142 de 1994 deben reportar la información a través del SUI.

Que la SSPD, en uso de sus facultades legales, expidió la Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010, la cual en su artículo segundo derogó los siguientes actos administrativos: Circular SSPD - CREG 002 del 22 de abril de 2003, Circular SSPD – CREG 004 del 31 de julio de 2003, Circular SSPD CREG 005 del 8 de agosto de 2003, Resolución SSPD 1172 del 22 de abril de 2004, Resolución SSPD 3176 del 1 de diciembre de 2004, Circular SSPD CREG 002 del 2 de junio de 2005, Resolución SSPD 20061300002305 del 2 de febrero de 2006, Circular SSPD-CREG 002 del 11 de octubre de 2007, Resolución SSPD 20081300008505 del 7 de abril de 2008, Circular SSPD – CREG 084 del 8 de mayo de 2008 y Circular SSPD 144 del 15 de agosto de 2008.

Que mediante las Resoluciones SSPD No. 20102400026285 del 2010, 20111300003995 del 2011, 20111300011645 del 2011, 20111300022695 del 2011, 20121300004345 del 2012, 20121300004355 del 2012 y 20121300017645 del 2012, así como la Circular SSPD No. 20111000000054 del 2011, se modificó y complementó la Resolución SSPD No. 20102400008055 del 2010.

Que la SSPD estableció las obligaciones de cargue relacionadas con las peticiones, quejas y reclamos en la Resolución SSPD 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 y demás Resoluciones que la modificaron y/o adicionaron, actualizó las nuevas disposiciones sobre el marco normativo contable y financiero que los prestadores están obligados a reportar.

Que, actualmente, las obligaciones relativas al reporte de información al Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos –RUPS-, se encuentran consagradas en la Resolución SSPD 20181000120515 del 2018.

Que, a través de la Ley 1712 de 2014 *"Por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones"*, 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, 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, con el fin de unificar la normatividad vigente sobre el cargue de la información contenida en el SUI de las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como de incorporar nuevas variables al SUI y ajustar algunas frecuencias de recolección de datos.

Que luego de la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía en el SIN, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, en uso de sus facultades, identificó la necesidad de trabajar en la reestructuración de la plataforma que soporta el cargue de la información de los diferentes prestadores en el SUI.

Que, derivado de una revisión integral de la información que se reporta al SUI, se identificó la necesidad de incorporar al Sistema nuevas variables de información comercial y técnica.

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

Respecto de la Información Comercial:

- i. Ampliar la caracterización de todos los usuarios del servicio de energía eléctrica garantizando su unificación.
- ii. Verificar información comercial, tales como distribución, autogeneración, esquema de subsidios y contribuciones, entre otros.
- iii. Vigilar el cumplimiento por parte de los prestadores al reporte oportuno de la información establecida en la regulación.
- iv. 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 SIN.
- v. Optimizar el control y vigilancia de los subsidios.
- vi. Recolectar información de facturación, recaudo, patrimonio técnico transaccional y conceptos financieros.
- vii. Recopilar información de la estratificación socio-económica de los usuarios de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- viii. 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.

Respecto de la Información Técnica:

- i. Registrar información concerniente a las pérdidas reconocidas a los Operadores de Red – OR- así como sus planes de reducción de pérdidas.
- ii. Registrar la información del esquema de evaluación de la calidad del servicio que plantea la Resolución CREG 015 de 2018.
- iii. Registrar información de los planes de inversión aprobados por la Comisión a los OR y la ejecución anual de los mismos.
- iv. Registrar 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.

Que, lo anterior se vio reflejado en la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019, con la cual se expedieron 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 Superintendencia en el cumplimiento de sus funciones de inspección, vigilancia y control identificó la necesidad de modificar la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, a través de la Resolución SSPD 20192200059905 del 31 de diciembre de 2019, con el objeto de modificar la fecha de habilitación de los formatos del Grupo 2, así como ajustar e incorporar variables y fechas de recolección de datos de algunos formatos y formularios.

Que, la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 y su modificación estableció las metas para la georreferenciación de los usuarios por lo que para el primer año de vigencia se debía contar con el 20% de la totalidad de usuarios georreferenciados, entendiendo así, que los operadores de red a la entrada en vigencia de la presente resolución ya se encuentran en esta meta.

Que, la Resolución CREG 130 de 2019, establece la creación de una plataforma tecnológica para la publicidad y trazabilidad de la información sobre las convocatorias públicas para celebración de contratos para el mercado regulado, incluyendo sus resultados.

Que la CREG, en cumplimiento de sus funciones expidió la Resolución 012 de 2020 “Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”.

Que, mediante Resolución CREG 129 de 2019 la CREG estableció “Fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía”.

Que, la SSPD evidenció la necesidad de adaptar el Sistema Único de Información a la realidad del mercado eléctrico colombiano y a la actualidad regulatoria.

Que, la presente resolución estará compuesta por un Anexo General y varios capítulos incorporando un total de 16 formularios y 67 formatos, mediante los cuales los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica del SIN, deberán reportar la información requerida.

Que, por lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto: Mediante la presente Resolución se establecen los lineamientos para el cague de información que deben reportar al Sistema Único de Información - SUI los prestadores del servicio de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional - SIN y el Administrador del Mercado.

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 cague indicados en los Anexos A y B.

Artículo 3. Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios - RUPS. 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. Responsabilidad de los Prestadores del Servicio Público de Energía Eléctrica. La información que reportan los prestadores del servicio público al SUI, es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001, en consecuencia, una vez cargada y certificada la información, ésta se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada acorde al procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar.

Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente Resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato, de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD No. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz y/o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual sólo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.

En caso de no estar disponibles los cargues de información en el 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, incluso si los formatos se deben reportar como “No Aplica”.

Para las habilitaciones se deberá presentar al Grupo SUI de la Superintendencia, una solicitud escrita a través de cualquiera de los siguientes medios: mesa de ayuda con usuario y contraseña SUI, correo electrónico oficial del solicitante u oficio firmado por el representante legal del prestador. La petición deberá describir en forma clara y precisa, cuáles van a ser los formatos y/o formularios a habilitar, así como su periodicidad, periodo y año.

Si la solicitud la realiza el prestador en el momento en que 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.

Artículo 5. 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 2018000076635 del 2018, así como a aquellas que la modifiquen y/o adicionen.

Artículo 6. 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 7. 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 y todas aquellas que la complementen o modifiquen, donde la SSPD hizo pública la información que se almacena en el SUI de los sectores de energía eléctrica y gas combustible.

Parágrafo. Para la información definida en la presente Resolución cualquier persona podrá presentar solicitud de reserva o de apertura de la información, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución No. SSPD 20181000027435 del 20 de marzo de 2018.

Artículo 8. Inactivación de formatos y formularios no obligados a reportar. Si dentro del proceso de cague de información en los formatos y formularios los prestadores evidencian que se les está requiriendo el cague de información que no están obligados a reportar de conformidad con el régimen jurídico vigente, deberán solicitar en el menor tiempo posible la inactivación de dicho formato o formulario 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 estos 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 su evaluación.

Artículo 9. Fecha para la habilitación de los cargues. Los formatos y formularios establecidos en el Anexo General de la presente Resolución se pondrán a disposición de los agentes en el SUI a partir del 1 de abril de 2021.

Artículo 10. Vigencia. La presente resolución entra en vigencia una vez se publique en el Diario Oficial y se publiquen sus anexos en la página web de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: www.superservicios.gov.co. No obstante, su aplicación inicia de conformidad con las siguientes reglas:

a) Reglas aplicables a los Comercializadores de energía eléctrica.

- i) Los Comercializadores de energía eléctrica que a 1 de abril de 2021 presten el servicio en un mercado donde el Operador de Red **cuenta** con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, deberán iniciar con el reporte de los formatos y formularios establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral i) *Comercializador*, literal b) "*Mercado Operador de Red con ingresos 015 aprobados*" de la presente resolución.
- ii) Los Comercializadores de energía eléctrica que a 1 de abril de 2021 presten el servicio en un mercado donde el Operador de Red **no cuenta** con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, deberán iniciar con el reporte de los formatos establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral i) *Comercializador*, literal a) "*Mercado Operador de Red sin ingresos 015 aprobados*" de la presente resolución. Adicionalmente, continuarán reportando la información con las condiciones establecidas en la Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010 exceptuando los Formatos 16, 17, 18, 19, 25.
- iii) En los casos en que una empresa desarrolle la actividad de comercialización en más de un mercado, esta deberá aplicar los literales ii) o iii) de la regla a) de acuerdo con el estado de aprobación de ingresos al Operador de Red de dicho mercado.
- iv) En el caso en que, antes del 1 de abril de 2021, fecha de inicio de reporte de los formatos y formularios establecidos en la presente resolución, uno o varios Operadores de Red hayan ingresado al nuevo esquema de remuneración de la actividad de

distribución y cuenten con ingresos aprobados por parte de la CREG, los Comercializadores deberán iniciar con el reporte de información según los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias, lo anterior hasta el 31 de marzo de 2021.

v) En el caso en que, después del 01 de abril de 2021, uno o varios Operadores de Red cuenten con ingresos aprobados por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, los comercializadores deberán iniciar con el reporte de la información al mes siguiente de dicha aprobación según los lineamientos de reporte de los formatos y formularios establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral i) *Comercializador*, literal b) "*Mercado Operador de Red con ingresos 015 aprobados*" de la presente resolución.

b). Reglas aplicables a los Operadores de Red.

i) A partir del 1 de abril de 2021, aquellas empresas que desarrollen la actividad de distribución de energía eléctrica, deberán iniciar con el reporte del Formato "TT9. Ajuste de Eventos" establecido en la presente resolución.

ii) Los Operadores de Red que a 1 de abril de 2021 **cuenten** con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, deberán iniciar con el reporte de los formatos y formularios establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral ii) *Operador de Red*, literal b) "*Operador de Red con ingresos 015 aprobados*" de la presente resolución.

iii) En aquellos casos en los que el Operador de Red **no cuente** con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan a 1 de abril de 2021, 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, exceptuando los Formatos 16, 17, 18, 19, 22 y 25. Así mismo, deberá iniciar con el reporte de los formatos indicados en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral ii) *Operador de Red*, literal a) "*Operador de Red sin ingresos 015 aprobados*" de la presente resolución.

iv) En el caso en que, el Operador de Red cuente con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 antes de la fecha de inicio de reporte de los formatos y formularios establecidos en la presente resolución, deberá reportar la información a su cargo según los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias, lo anterior hasta el 31 de marzo de 2021.

v) En el caso en que, al Operador de Red **le aprueben** los ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan después del 1 de abril de 2021, el Operador de Red deberá iniciar con el reporte de la información establecida en la presente resolución al mes siguiente de dicha aprobación según los lineamientos de reporte de los formatos y formularios establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral ii) *Operador de Red*, literal b) "*Operador de Red con ingresos 015 aprobados*" de la presente resolución.

c) Reglas aplicables a los Generadores de energía eléctrica.

i) Los Generadores de energía eléctrica continuarán reportando los formatos y formularios de la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias que le apliquen, hasta el 31 de marzo de 2021.

ii) Los Generadores de energía eléctrica a partir del 1 de abril de 2021, deberán iniciar con el reporte de los formatos y formularios establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral v) *Generadores* de la presente resolución que le apliquen.

d) Reglas aplicables a los Transmisores de energía eléctrica.

- i) Los Transmisores de energía eléctrica continuarán reportando los formatos y formularios de la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias que le apliquen, hasta el 31 de marzo de 2021.
- ii) Los Transmisores de energía eléctrica a partir del 1 de abril de 2021, deberán iniciar con el reporte de los formatos y formularios establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral iv) *Trasmisores* del de la presente resolución que le apliquen.

e) Reglas aplicables al Administrador del Mercado de energía eléctrica.

- i) En el caso en que, antes de la fecha de inicio de reporte de la presente resolución, uno o varios Operadores de Red cuenten con ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, el Administrador del Mercado de energía eléctrica deberá reportar la información a su cargo según los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias, lo anterior hasta el 31 de marzo de 2021.
- iv) El Administrador del Mercado de energía eléctrica a partir del 1 de abril de 2021, deberá iniciar con el reporte de los formatos y formularios, establecidos en el Anexo C: "*HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS*", numeral iii) *Administrador del Mercado* de la presente resolución que le apliquen.

Artículo 11. Cargue inicial Formato TT3 Operadores de Red sin aprobación de ingresos 015: Los agentes que, al 1 de abril de 2021, **no cuenten** con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018, deberán realizar el primer cargue a más tardar el día 15 del mes de abril de 2021. Los cargues posteriores se realizarán de acuerdo a las fechas estipuladas para el formato.

Artículo 12. Retroactividad. Con el propósito de establecer los lineamientos y condiciones de retroactividad de la que hace referencia el presente artículo y con el objeto de capturar información y construir un histórico de la misma, se establece lo siguiente:

- i) En virtud de lo establecido por la CREG en la Resolución CREG 036 de 2019 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, los Operadores de Red que se encuentren reportando la información bajo los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias deberán reportar la información de los Capítulos Calidad del Servicio, BRA y Planes de Inversión correspondiente al periodo transcurrido entre el primero de enero de 2019 y la fecha de inicio de reporte bajo los lineamientos antes mencionados antes del 31 de marzo de 2021.
- ii) En virtud de lo establecido por la CREG en la Resolución CREG 036 de 2019 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, los Operadores de Red que cuenten con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan después del 01 de abril de 2021, deberán reportar la información de los Capítulos Calidad del Servicio, BRA y Planes de Inversión correspondiente al periodo transcurrido entre el primero de enero de 2019 y la fecha de inicio de reporte bajo los lineamientos de la presente resolución para lo cual se concederá un término de 4 meses contados a partir del mes siguiente de la aprobación de ingresos por parte de la CREG.
- iii) Los agentes que tengan la obligación de reportar el formato TT3 Plan de Trabajo de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS deberán realizar el cargue de los formatos TT11 Cronograma de actividades de TRSM y TT12 Ejecución Real de TRMS correspondiente a las actividades ejecutadas según el cronograma de los meses de enero a abril de 2021. Para lo anterior se concederá un término de 2 meses contados a partir del mes de mayo de 2021.

Periodo a reportar	Mes de reporte Formato TT11. Cronograma de actividades de TRSM	Mes de Reporte Formato TT12. Ejecución Real de TRMS
Enero de 2021	Diciembre de 2020	Febrero de 2021
Febrero de 2021	Enero de 2021	Marzo de 2021
Marzo de 2021	Febrero de 2021	Abril de 2021
Abril de 2021	Marzo de 2021	Mayo de 2021

Artículo 13. Lineamiento de Cargue. La presente resolución contará con un documento soporte que permitirá a los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, encontrar las características y lineamientos técnicos de cada uno de los campos de los formatos y formularios que conforman la Resolución. El documento se considera parte integral de la presente resolución y será publicado en la página web del SUI (www.sui.gov.co) y se deberá tener en cuenta la última versión publicada

Con el documento de lineamiento de cargue cada prestador, podrá guiar la construcción de los formatos (cargue masivo) y de los formularios (fábrica de formularios) comprendiendo los diferentes tipos de validaciones de los campos.

Artículo 14. Derogatoria. La presente Resolución deroga íntegramente las siguientes normas:

- i) La Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus modificatorias, continuarán vigentes hasta el 31 de marzo de 2021, posterior a tal fecha quedará derogada para todos los efectos legales.
- ii) La Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010 continuará vigente hasta tanto el último Operador de Red cuente con aprobación de ingresos por parte de la CREG bajo la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, en cumplimiento de las reglas estipuladas en el artículo 10 de la presente resolución. Una vez se cumpla esta condición para el último OR dicha resolución quedará derogada para todos los efectos legales.

Parágrafo. Respecto de las investigaciones en trámite, o las que en el futuro se llegaren a iniciar por parte de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, o de los requerimientos en trámite que estén vencidos o aún vigente el plazo de cumplimiento de la orden administrativa o los que se llegaren a formular en el futuro, todos los anteriores sobre incumplimientos relacionados con el reporte de información prevista en las resoluciones citadas en este artículo, por presunta omisión en el reporte de información, por reporte extemporáneo de la información o por mala calidad de la información reportada al SUI, se tendrán en cuenta los plazos, formatos y en general el contenido de las Resoluciones SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010, SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y sus respectivas modificatorias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE
Dada en Bogotá, D. C.

imagen firma
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: Habilitación Formatos y Formularios

Documento Soporte: Lineamiento de cargue

Proyectó: Dirección Técnica de Gestión de Energía.

Revisó: Ángela María Sarmiento Forero- Directora Técnica de Gestión de Energía.

Revisó: Diego Alejandro Ossa – Superintendente Delegado para Energía y Gas.

Revisó: Ana Karina Méndez Fernández – Jefe Oficina Asesora Jurídica.

Revisó: Gustavo Alfredo Peralta Figueredo – Asesor de Despacho.

Aprobó: Natasha Avendaño García - Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

ANEXO GENERAL CONTENIDO

I.	ÍNDICE DE TABLAS	13
II.	INSTRUCCIONES	15
III.	ENCUESTA DE INVENTARIOS – INFORMACIÓN COMERCIAL Y TÉCNICO	16
	FORMATARIO EI1. Encuesta de Inventario	16
IV.	INFORMACIÓN COMERCIAL	19
	CAPÍTULO TRANSVERSALES – COMERCIAL	19
	FORMATO TC1. Caracterización de Usuarios	19
	FORMATO TC2. Facturación a Usuarios	28
	FORMATO TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	37
	FORMATO TC4. Información de Peticiones que No Constituyen una Reclamación	39
	FORMATO TC5. Información de Ejecución de Proyectos de Inversión	42
	FORMATO TC6. Detalle Facturación AP	44
	CAPÍTULO TARIFARIO	46
	FORMATARIO T1. Recuperación Costo Garantía	46
	FORMATO T2. Garantías Financieras	47
	FORMATO T3. Tarifas Publicadas	49
	FORMATO T4. Actualización Tarifas Publicadas	51
	FORMATARIO T5. Aplicación de Opción Tarifaria	54
	FORMATO T6. Opción Tarifaria	55
	FORMATO T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	57
	FORMATO T8. Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	59
	FORMATO T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR	61
	FORMATO T10. Información ASIC y LAC - Comercializador	66
	FORMATO T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor	67
	FORMATO T12. Información Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	70
	FORMATO T13. Información General	71
	FORMATO T14. Servicios adicionales	72
	FORMATO T15. Costo de Prestación del Servicio para Usuarios No Regulados y Alumbrado Público	74
	CAPÍTULO SUBSIDIOS	76
	FORMATO S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	76
	FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados	78
	FORMATO S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario	80
	FORMATO S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	82
	FORMATO S5. Validaciones Trimestrales Subsidios	85
	FORMATO S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria	87
	FORMATO S7. Inventario Macromedidores FOES	88
	FORMATO S8. Operación Macromedidores FOES	91
	FORMATO S9. Facturas Base de la Aplicación del FOES	92
	FORMATO S10. Contribuciones No Recaudadas Despues de 6 Meses y Contribuciones Recaudas Despues de Conciliado su No Recaudo	93
	CAPÍTULO INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA	94
	FORMATO FC1. Información Facturación y Recaudo	94
	FORMATARIO FC2. Patrimonio Técnico Transaccional - CROM	96

FORMATO FC3. Concurso Económico.....	97
FORMATARIO FC4. Conceptos Financieros	99
V. INFORMACIÓN TÉCNICA.....	100
CÓDIGOS DE PARIDAD	100
FORMATO TP1. Tabla Código de Paridad	100
CAPÍTULO TRANSVERSALES - TÉCNICA	101
FORMATO TT1. Inventario Alimentadores.....	101
FORMATO TT2. Inventario Transformadores.....	103
FORMATO TT3. Plan de Trabajos de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS	105
FORMATO TT4. Ingresos Por Otros Conceptos	107
FORMATO TT5. Información de Accidente Origen Eléctrico	108
FORMATO TT6. Fronteras- Flujos de Energía	115
FORMATO TT7. Fronteras- Flujos de Energía Operación.....	117
FORMATO TT8. Solicitud de Conexión.....	118
FORMATO TT9. Ajuste Eventos	122
FORMATO TT10. Plan de Gestión de Riesgo	123
FORMATO TT11. Cronograma de Ejecución Mensual TRMS	132
FORMATO TT12. Ejecución Real Mensual TRMS	134
CAPÍTULO PÉRDIDAS	136
FORMATARIO PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011	136
FORMATARIO PR2. Pérdidas Reconocidas CREG 172 de 2011	137
FORMATARIO PR3. Opción de Aplicar a Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	138
FORMATARIO PR4. Pérdidas Reconocidas con Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	139
FORMATARIO PR5. Pérdidas Reconocidas sin Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	141
FORMATARIO PR6. Variables Adicionales Pérdidas.....	142
FORMATARIO PR7. Seguimiento a Plan de Reducción de Pérdidas.....	144
FORMATARIO PR8. Índices Intermedios Cálculos de Pérdidas	147
FORMATARIO PR9. Índices Anuales de Cálculos de Pérdidas	150
CAPÍTULO CALIDAD DEL SERVICIO.....	151
FORMATARIO CS1. SAIDI y SAIFI	151
FORMATO CS2. DIU y FIU.....	152
FORMATO CS3. Incentivo de Calidad Media.....	154
FORMATO CS4. Puntos de Medida Barra - Inventario.....	156
FORMATO CS5. Puntos de Medida Barra - Seguimiento	158
FORMATO CS6. Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventario.....	161
FORMATO CS7. Puntos de Medida Línea o Circuito - Seguimiento	163
FORMATARIO CS8. Indicadores de la Calidad de la Potencia.....	165
CAPÍTULO BRA	167
FORMATO BRA1. Información General Subestaciones.....	167
FORMATO BRA2. Unidades Constructivas de Subestaciones.....	169
FORMATO BRA3. Unidades Constructivas de Equipos de Subestación.....	172
FORMATO BRA4. Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones	175
FORMATO BRA5. Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones	178

FORMATO BRA6. Unidades Constructivas de Centros de Control	181
FORMATO BRA7. Información General Circuitos	184
FORMATO BRA8. Unidades Constructivas de Líneas	186
FORMATO BRA9. Unidades Constructivas de Equipos de Líneas	189
FORMATO BRA10. Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Despues de 015 ..	192
FORMATO BRA 11. Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Despues de 015 ..	194
FORMATO BRA12. Unidades Constructivas Especiales.....	196
FORMATO BRA13. Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión	198
CAPÍTULO PLANES DE INVERSIÓN	200
FORMATO PI1. Inventario Planes	200
FORMATO PI2. Planes Seguimiento	202
FORMATO PI3. Inventario Proyectos.....	204
FORMATO PI4. Proyectos Seguimiento	206
ANEXO A: MÓDULOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	207
ANEXO B: CALENDARIO DE REPORTE DE INFORMACIÓN.....	210
ANEXO C: HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS.....	217

I. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Encuesta de Inventario.....	16
Tabla 2. Detalle Cargue Usuario AP Comercial.....	20
Tabla 3. Tipo de Conexión	21
Tabla 4. Nivel de Tensión	21
Tabla 5. Nivel de Tensión Primario	21
Tabla 6. Porcentaje Propiedad del Activo.....	22
Tabla 7. Conexión Red	22
Tabla 8. Grupo de Calidad	22
Tabla 9. Ubicación	23
Tabla 10. Abreviaturas (Dirección)	23
Tabla 11. Condiciones Especiales.....	24
Tabla 12. Tipo de Área Especial	25
Tabla 13. Estrato/Sector	25
Tabla 14. Autogenerador.....	26
Tabla 15. Exporta Energía	26
Tabla 16. Tipo de Generación	26
Tabla 17. Contrato de Respaldo	27
Tabla 18. Información Predial Utilizada	29
Tabla 19. Tipo Usuario Riesgo de Cartera	30
Tabla 20. Tipo de Factura	31
Tabla 21. Tipo de Tarifa.....	32
Tabla 22. Tipo de Lectura	32
Tabla 23. Consumo de Subsistencia.....	32
Tabla 24. Tipo Medidor	34
Tabla 25. Si / No	36
Tabla 26. Mes	36
Tabla 27. Tipo de Conexión TC3.....	38
Tabla 28. Clase de Petición	40
Tabla 29. Tipo de Respuesta	40
Tabla 30. Actividad del Agente	42
Tabla 31. Tipo de Inversión Proyectos	43
Tabla 32. Estado Actual del Proyecto.....	43
Tabla 33. Recuperación Costo Garantía	46
Tabla 34. Tipo de Garantía.....	47
Tabla 35. Cargo Horario.....	49
Tabla 36. Aplicación de Opción Tarifaria	54
Tabla 37. Nivel de Tensión y Propiedad del Activo	55
Tabla 38. Balance de Subsidios.....	64
Tabla 39. Trimestre	64
Tabla 40. Tipo de Comercializador.....	65
Tabla 41. Nombre Área de Distribución.....	70
Tabla 42. Categorías Servicios Adicionales	72
Tabla 43. Conceptos Servicios Adicionales	72
Tabla 44. Estrato/Sector para Subsidios	76
Tabla 45. Tipo de Giro.....	78
Tabla 46. Fondo de la Transacción	79
Tabla 47. Acuerdo de Mejoramiento.....	80
Tabla 48. Área Apta Barrios Subnormales	83
Tabla 49. Aislamiento Eléctrico	83
Tabla 50. Acuerdo con Suscriptor Comunitario	83
Tabla 51. Mes del Trimestre	87
Tabla 52. Tipo de Macromedidor.....	88
Tabla 53. Consumo o Transferencia de Energía	89
Tabla 54. Índice de Clase para Medidor de Energía Activa	89
Tabla 55. Forma de Lectura	90
Tabla 56. Códigos para Facturación, Recaudo y Cuenta por Cobrar	94
Tabla 57. Liquidación del Concurso Económico.....	97
Tabla 58. Aporte Concurso Económico	97
Tabla 59. Motivo No Pago.....	98
Tabla 60. Relé Telecontrolado.....	101
Tabla 61. Alimentador Radial	102

Tabla 62. Normalmente Abierto.....	102
Tabla 63. Tipo de Subestación.....	104
Tabla 64. Estado del Transformador	104
Tabla 65. Fuente de Información.....	108
Tabla 66. Receptor de la Afectación.....	109
Tabla 67. Sexo.....	110
Tabla 68. Tipo de Identificación.....	110
Tabla 69. Vinculación con la Empresa	110
Tabla 70. Tipo de Vinculación	110
Tabla 71. Grado de Escolaridad.....	111
Tabla 72. Tipo de Lesión.....	111
Tabla 73. Sección o Área de la Empresa	111
Tabla 74. Método de Trabajo Utilizado	112
Tabla 75. Origen del Accidente	112
Tabla 76. Causa del Accidente.....	113
Tabla 77. Medidas Tomadas	113
Tabla 78. Aplicación del Procedimiento y/o Protocolo	114
Tabla 79. Actualización o elaboración del Procedimiento y/o Protocolo	114
Tabla 80. Tipo de Frontera.....	116
Tabla 81. Clasificación de Generador	119
Tabla 82. Estado de Solicitud de Conexión.....	120
Tabla 83. Tipo de Elemento Afectado.....	122
Tabla 84. Ajuste-Elemento que Hace Parte del Evento	122
Tabla 85. Sistema Vulnerable	124
Tabla 86. Tipo de Acción.....	125
Tabla 87. Origen de la Amenaza	125
Tabla 88. Fuente – Factor de Riesgo	126
Tabla 89. Amenaza	128
Tabla 90. Amenaza Potencial o Real	128
Tabla 91. Tipo Metodología Valoración del Riesgo.....	129
Tabla 92. Calificación – Valoración del Riesgo.....	130
Tabla 93. Tipo de Medidas de Intervención Manejo del Riesgo.....	130
Tabla 94. Actividad TRMS.....	132
Tabla 95. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011	136
Tabla 96. Suspensión del Plan.....	144
Tabla 97. Causales de Suspensión.....	145
Tabla 98. Cancelación del Plan.....	145
Tabla 99. Causales de Cancelación.....	145
Tabla 100. Modificó Metas	145
Tabla 101. Código de la Causal	152
Tabla 102. Salinidad	168
Tabla 103. Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)	168
Tabla 104. Alternativa de Valoración	168
Tabla 105. Remuneración Pendiente	170
Tabla 106. Requiere Ser Reemplazado	171
Tabla 107. Horizonte de Reposición	171
Tabla 108. Tipo de Inversión BRA.....	171
Tabla 109. PSN.....	182
Tabla 110. Alternativa de Valoración UC Especial	197
Tabla 111. Alternativa de Valoración UC Baja Tensión	198
Tabla 112. Tipos de Plan (Inversión Cap 6, Cobertura Cap 13)	200
Tabla 113. Tipo de Proyecto.....	204
Tabla 114. Actividades Relacionadas del Proyecto	205

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	COMERCIALIZACIÓN- Acuerdo Suscriptor Comunitario
2	COMERCIALIZACIÓN- Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)
3	COMERCIALIZACIÓN - 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 - Despues de 015
17	DISTRIBUCIÓN- Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Despues 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
22	DISTRIBUCIÓN- Puntos de Medida Barra - Inventarios
23	DISTRIBUCIÓN- Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventarios
24	DISTRIBUCIÓN- Solicitud de Conexión

- 1. COMERCIALIZACIÓN- Acuerdo Suscriptor Comunitario:** ¿Requiere actualizar el inventario de “Acuerdo Suscriptor Comunitario” mencionado en el capítulo “Subsidios” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.

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. **COMERCIALIZACIÓN- 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 - Despues de 015: ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Despues 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 - Despues de 015: ¿Requiere actualizar el inventario “Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Despues 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 de 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.

22. DISTRIBUCIÓN- Puntos de Medida Barra – Inventarios: ¿Requiere actualizar el inventario “Puntos de Medida Barra” mencionado en el capítulo “Calidad de Servicio” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.

23. DISTRIBUCIÓN- Puntos de Medida Línea o Circuitos – Inventarios: ¿Requiere actualizar el inventario “Puntos de Medida Línea o Circuitos” mencionado en el capítulo “Calidad de Servicio” de la presente resolución? Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla1.

24. DISTRIBUCIÓN- Solicitud de Conexión ¿Requiere actualizar la solicitud de Conexión mencionado en el capítulo “Transversal Técnico” 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. Caracterización de Usuarios

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 18 del mes siguiente 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 8 (calendario) del mes siguiente, utilizando el formato **Inventario de usuarios**.
- II. El comercializador a más tardar el día 12 (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.

NOTA: La información necesaria para realizar este proceso, se encontrará descrita en el lineamiento de cargue indicado en la parte resolutiva del presente documento.

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 12 (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 18 (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 y el operador de red a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, sin perjuicio de las acciones que se adelanten por esta entidad.

- IV. Se debe tener en cuenta que, para el presente formato, el reporte de usuarios conectados al STN es de carácter obligatorio. Para esto, los comercializadores que atiendan usuarios conectados al STN deberán suministrar al OR del área de influencia donde se encuentre el usuario, la información correspondiente al Formato TC1 para su respectivo reporte; con lo anterior, el comercializador podrá incluir la factura en el Formato TC2.

V. En este formato se podrá registrar un mismo NIU asociado a dos comercializadores diferentes en un mismo mercado de comercialización para un periodo de cargue específico.

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

Nro	Campo	Nro	Campo
1	NIU	17	Condiciones Especiales
2	Código de Conexión	18	Tipo Área Especial
3	Tipo de Conexión	19	Código Área Especial
4	Nivel de Tensión	20	Estrato / Sector
5	Nivel de Tensión Primario	21	Altitud (usuario)
6	% propiedad del Activo	22	Longitud (usuario)
7	Conexión Red	23	Latitud (usuario)
8	ID Comercializador	24	Autogenerador
9	ID Mercado	25	Exporta Energía
10	Grupo de Calidad	26	Capacidad Autogenerador (kw)
11	Código Frontera Comercial	27	Tipo de Generación
12	Código Circuito o Línea	28	Código Frontera Autogeneración
13	Código Transformador	29	Fecha Entrada en Operación
14	Código DANE (NIU)	30	Contrato de Respaldo
15	Ubicación	31	Capacidad Contrato de Respaldo
16	Dirección		

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.

Teniendo en cuenta que los OR ya vienen reportando un NIU para los usuarios de alumbrado público en cada municipio, este NIU se mantendrá y será el NIU que se reportará en el formato TC2. Para el reporte de este NIU en el presente formato, deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

Tabla 2. Detalle Cargue Usuario AP Comercial

Campo	Valor a reportar	Campo	Valor a reportar
NIU	NIU Existente	Condiciones especiales	0
Código de conexión	ALPM0001	Tipo área especial	0
Tipo de conexión	2	Código área especial	Vacio
Nivel de tensión	2	Estrato / sector	11
Nivel de tensión primario	2	Altitud (usuario)	Vacio
% propiedad del activo	101	Longitud (usuario)	Vacio
Conexión red	1	Latitud (usuario)	Vacio
ID Comercializador	Valor admisible	Autogenerador	3
ID Mercado	Valor admisible	Exporta energía	Vacio
Grupo de calidad	11 o 12 o 13	Capacidad autogenerador (kw)	Vacio
Código frontera comercial	OR001	Tipo de generación	Vacio
Código circuito o línea	0	Código frontera autogeneración	Vacio
Código transformador	ALPM0001	Fecha entrada en operación	Vacio
Código DANE (NIU)	Valor admisible	Contrato de respaldo	Vacio

Campo	Valor a reportar	Campo	Valor a reportar
Ubicación	2	Capacidad contrato de respaldo	Vacio
Dirección	Valor admisible		

Por cada red de alumbrado público conectada a un transformador, se deberá asignar un NIU con la estructura CALP (consumidor de alumbrado público) y un número consecutivo asignado por el OR, la estructura de este código sería como ejemplo: CALP0000000001. El anterior código asignado no podrá ser repetido por el OR.

2. Código de Conexión: Código asignado por el Operador de Red, el cual corresponde a un Transformador o a un Alimentador en donde se conecta el usuario. Los códigos reportados deben estar registrados en el Formato TT1. Inventario de Alimentadores en el campo “Código Circuito o línea” o TT2. Inventario de Transformadores en el campo “Código Transformador”.

Para los usuarios conectados al STN y que son reportados por cada OR cuando se encuentran dentro de su área de influencia, el OR asignará un Código de Conexión iniciando con la estructura STN y un número consecutivo asignado por el OR, la estructura de este código sería, como ejemplo: STN001. Este código es únicamente para efectos del reporte en el presente Formato TC1 con el objeto de ser incluido en el inventario de usuarios y el comercializador pueda realizar el reporte de la información comercial en el formato TC2.

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 3. 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. También se deben reportar los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del OR. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 4. Nivel de Tensión

Código	Descripción
0	STN: Sistema de Transmisión Nacional (STN)
1	Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor 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	*Unidades constructivas de fibra óptica

* Este nivel de tensión únicamente debe ser usado para reportar unidades constructivas y/o Circuitos de Fibra Óptica

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. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 5. Nivel de Tensión Primario

Código	Descripción
0	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión STN
2	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión 2
3	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión 3
4	Activo con nivel de tensión primario en nivel de tensión 4

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 6. 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 líquida 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. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 7. 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, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

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 8. Grupo de Calidad

Código	Descripción
11	Grupo de Calidad Zona \geq 100.000 Habitantes y IRF \leq 22
21	Grupo de Calidad Zona $<$ 100.000 Habitantes y IRF \leq 22
31	Grupo de Calidad Zona Rural y IRF \leq 22
12	Grupo de Calidad Zona \geq 100.000 Habitantes y $22 < IRF \leq 45$
22	Grupo de Calidad Zona $<$ 100.000 Habitantes y $22 < IRF \leq 45$
32	Grupo de Calidad Zona Rural y $22 < IRF \leq 45$
13	Grupo de Calidad Zona \geq 100.000 Habitantes y $45 < IRF \leq 100$
23	Grupo de Calidad Zona $<$ 100.000 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 reportado en el Formato TT6. Fronteras – Flujos de Energía asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales. En el caso de los usuarios regulados del comercializador incumbente se deberán reportar con el código OR0001, estos no se verán reflejados en el formato TT6.

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. Los códigos reportados deben ser registrados en el Formato TT1. Inventario de Alimentadores en el campo “Código Circuito o línea”.

13. Código Transformador: Identificador asignado por el Operador de Red para cada uno de los Transformadores de Distribución. El código de este campo deberá coincidir con el Campo Código Transformador del formato Inventario de Transformadores de la presente Resolución. Los códigos reportados deben ser registrados en el Formato TT2. Inventario de Transformadores en el campo “Código Transformador”.

14. Código DANE (NIU): Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia. Con la siguiente estructura: DDMMMC, donde "DD" es el código del departamento, "MM" corresponde al código del municipio y "CC" corresponde al código del centro poblado. Para los casos en que no aplique el centro poblacional, se debe diligenciar 000.

15. 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 9. Ubicación

Código	Descripción
1	Rural Disperso
2	Urbano
3	Centro Poblado

16. Dirección: Esta información corresponde a la dirección del usuario, la cual debe ser reportada bajo la siguiente tabla de referencia.

Tabla 10. Abreviaturas (Dirección)

Descripción	Abreviatura	Descripción	Abreviatura
Apartamento	Ap	Kilómetro	Km
Autopista	Au	Local	L
Avenida	A	Lote	Lo
Barrio	Br	Manzana	Mz
Bloque	Bq	Norte	N
Bodega	Bd	Oeste	W
Bulevar	Bl	Oriente	O
Calle	C	Oficina	Of
Carrera	K	Pasaje	Pj
Carretera	Cr	Parqueadero	Pq
Casa	Cs	Pent-House	Pn
Consultorio	Con	Piso	P
Diagonal	D	Sur	S
Edificio	Ed	Torre	To
Entrada	En	Transversal	T
Esquina	Eq	Unidad	Un
Etapa	Et	Urbanización	Ur
Garaje	Ga	Vía	V
Interior	In	Vereda	Vr

17. 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 11. 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
11	Patrimonio Histórico
12	Pequeños Productores Rurales

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

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).

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.

Patrimonio Histórico: predios declarados como monumentos nacionales o inmuebles de interés cultural del ámbito nacional o distrital que cuentan con el beneficio de equiparación al estrato uno (1) para el cobro de tarifas de servicios públicos.

Pequeños Productores Rurales: Hace referencia a aquellas facturas correspondientes a pequeños productores rurales según lo señalado en la normatividad vigente.

18. Tipo Área Especial: Hace referencia a las áreas especiales tal como lo describe el decreto 111 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía – Minenergía - y las disposiciones que lo modifican. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 12. Tipo de Área Especial

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

Lo registrado en este campo debe coincidir con el último reporte certificado del Formato S4. Áreas Especiales FOES, campo “Tipo de área especial”. Lo anterior, siempre que este campo sea diferente de cero (0).

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.

Lo registrado en este campo debe coincidir con lo reportado en el Formato S4. Áreas Especiales FOES, campo “Código de área especial”. Lo anterior, siempre que este campo sea diferente de cero (0).

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

Tabla 13. Estrato/Sector

Código	Descripción
1	Bajo – bajo
2	Bajo
3	Medio – bajo
4	Medio
5	Medio – alto
6	Alto
7	Industrial
8	Comercial
9	Oficial
10	Provisional
11	Alumbrado Público

21. Altitud (Usuario): Corresponde a la información georreferenciada de la posición del domicilio del usuario, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. En caso de no contar con la información a nivel de usuario, se debe diligenciar la información a nivel del transformador al que se conecta el usuario.

Para el primer año de vigencia de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios.

22. Longitud (Usuario): Coordenadas 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 de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios.

23. Latitud (Usuario): Coordenadas 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 de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios.

24. 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 14. Autogenerador

Código	Descripción
1	AGPE
2	AGGE
3	NO

Si en el campo “Autogenerador” se seleccione al valor admisible “3”, los campos 25 al 31 se deben dejar vacíos.

25. Exporta Energía: Corresponde a la capacidad del Autogenerador de entregar excedentes a la red. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 15. 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

26. Capacidad Autogenerador (kW): Corresponde a la magnitud de potencia instalada por un autogenerador o un generador distribuido.

27. 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 y Resoluciones que las modifiquen y/o sustituyan.

Tabla 16. Tipo de Generación

Código	Descripción
1	Solar (Fotovoltaica)
2	Eólica
3	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's)
4	Pequeñas Centrales Termoeléctricas
5	Centrales Hidroeléctricas
6	Térmicas - Biomasa
7	Térmicas - Gas
8	Térmicas - Carbón
9	Térmicas - Líquidos
10	Térmicas – Otros residuos
11	Otro

28. Código Frontera Autogeneración: Corresponde al número de identificación de la frontera comercial de autogeneración, asignado por 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 o sustituyan, se deberá asignar el código AGPE0001.

El valor registrado en este campo debe existir en el Formato TT6. Fronteras – Flujos de Energía en el campo “ID Frontera”.

29. Fecha Entrada en operación: Corresponde a la fecha de entrada en servicio de la actividad de generación.

30. 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 17. Contrato de Respaldo

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

31. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan o de la obligación definida en el capítulo 10 de la misma Resolución.

FORMATO TC2. Facturación a Usuarios

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 18 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 26 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	33	Valor de Intereses por Mora (\$)
2	Información Predial Utilizada	34	Valor de Intereses por Mora sobre las Contribuciones No Recaudadas (\$)
3	Cédula Catastral o Número Predial Nacional	35	Valor Cartera Consumo (\$)
4	Tipo Usuario Riesgo Cartera	36	Valor Cartera Contribuciones (\$)
5	Tipo Factura	37	TVC
6	ID Factura	38	VC (\$)
7	Fecha de Expedición de la Factura	39	VCD (\$)
8	Fecha de Inicio del Periodo de Facturación	40	VCF (\$)
9	Fecha de Lectura Actual	41	CEC (kWh)
10	Fecha de Lectura Anterior	42	CONPU (\$)
11	Días Facturados	43	THC
12	Tipo de Tarifa	44	HC
13	Tipo de Lectura	45	Refacturación por Compensación (\$)
14	Consumo Usuario (kWh)	46	Tipo Medidor
15	Consumo Distribuido Comunitario – CDC (kWh)	47	Código Medidor
16	Consumo Promedio Semestral (kWh)	48	Valor Total Facturado (\$)
17	Consumo de Subsistencia	49	Tarifa Aplicada (\$/kWh)
18	Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)	50	Fecha de Publicación de la Tarifa Aplicada
19	Valor Facturación por Consumo - CDC (\$)	51	Fecha Registro Contable
20	Refacturación por Consumo Usuario - (kWh)	52	Carga Contratada (kVA)
21	Refacturación por Consumo – CDC (kWh)	53	Consumo Energía Reactiva Medido (kVArh)
22	Valor Refacturación por Consumo Usuario (\$)	54	Consumo Energía Reactiva Facturado (kVArh)
23	Valor Refacturación por Consumo – CDC (\$)	55	Tarifa Energía Reactiva (\$/kVArh)
24	Número de Familias	56	Facturación Consumo Energía Reactiva (\$)
25	Valor del Subsidio Usuario (\$)	57	Valor Refacturación Energía Reactiva (\$)
26	Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)	58	Energía Activa Exportada (kWh)
27	Número de Facturas FOES	59	VC (veces)
28	Valor FOES Aplicado al Consumo Usuario (\$)	60	Consumo Recuperado (kWh)
29	Valor Refacturación FOES Aplicado al Consumo Usuario (\$)	61	Valor Consumo Recuperado (\$)
30	Valor de la Contribución (\$)	62	ID Mercado
31	Valor Refacturación de la Contribución (\$)	63	Opción Tarifaria
32	Días de Mora	64	Mes de reporte

- 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.

NOTA: La información necesaria para realizar el proceso de validación de existencia de los NIU en el inventario de usuarios, se encontrará descrita en el lineamiento de cargue indicado en la parte resolutiva del presente documento.

Para el registro de la facturación del servicio de alumbrado público, en el formato TC2 solo debe reportarse el NIU registrado en el formato TC1 bajo las características de la "Tabla 2. Detalle Cargue Usuario AP Comercial". Teniendo en cuenta que existen campos que por su naturaleza no es posible agrupar, los siguientes campos deben registrarse con valor cero (0):

Consumo Distribuido Comunitario – CDC (kWh), Valor Facturación Por Consumo – CDC, Refacturación por Consumo - CDC (kWh), Valor Refacturación Por Consumo - CDC(\$), Número de familias, Valor del Subsidio Usuario (\$), Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$), Número de Facturas Foes, Valor FOES Aplicado Consumo usuario (\$), Valor FOES Aplicado al Consumo Distribuido Comunitario (\$), Valor de la Contribución (\$), Refacturación del valor de la Contribución (\$), Valor de Intereses por Mora Sobre las Contribuciones No Recaudadas (\$), Valor Cartera Contribuciones (\$), TVC, CEC (kWh), THC, HC, Código Medidor, Carga contratada (kVA), Consumo Energía Reactiva Medido (kVARh), Consumo Energía Reactiva Facturado (kVArh), Tarifa Energía Reactiva (\$/kVarh), Facturación Consumo Energía Reactiva (\$), Valor Refacturación Energía Reactiva (\$) y Energía Activa Exportada (kWh).

Los demás campos deberán ser diligenciados de acuerdo con las condiciones del formato.

La discriminación de los usuarios de alumbrado público agrupados en la factura reportada, se especificarán en el Formato TC6. Detalle Facturación AP.

- 2. Información Predial Utilizada:** Es la especificación de la Información Predial, consiste en establecer si el prestador utiliza la "Información Predial de cada Catastro", el "Número Predial Nacional", si es un "Predio Nuevo sin homologar por la Entidad Catastral", un "Predio sin homologar por el Prestador" o "NUPRE". Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 18. Información Predial Utilizada

Código	Descripción
1	Información Predial de cada Catastro
2	Número Predial Nacional
3	Predio Nuevo sin homologar por la Entidad Catastral
4	Usuario sin cédula catastral asociada por parte del prestador
5	NUPRE

Para el diligenciamiento del campo 3 "Cédula Catastral o Número Predial Nacional":

- Si el valor registrado es igual a 1 "Información Predial de cada Catastro" registrar la cédula catastral que puede tener de 21 a 56 caracteres.
- Si el valor registrado es igual a 2 "Número Predial Nacional" registrar número predial nacional puede tener hasta 30 caracteres.
- Si el valor registrado es igual a 3 "Predio Nuevo sin homologar por la Entidad Catastral" registrar número cero (0).
- Si el valor registrado es igual a 4 "Usuario sin cédula catastral asociada por parte del prestador" registrar número uno (1).
- Si el valor registrado es igual a 5 "NUPRE" registrar NUPRE que puede tener hasta 11 caracteres.

- 3. Cédula Catastral o Número Predial Nacional:** 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.

En línea con lo dispuesto inicialmente en la Resolución SSPD 20192000034975 del 10 de septiembre del 2019, se definió que los porcentajes y plazos para que el comercializador realice el cargue gradual de la información correspondiente a este campo, deberán cumplirse al momento de la habilitación del formato de acuerdo con lo establecido en las siguientes reglas:

- A la entrada en vigencia de esta resolución, todos los comercializadores deben reportar como mínimo el 10% de los usuarios atendidos con Cédula Catastral o Número Predial Nacional.
- A partir del 1 de julio de 2021, todos los comercializadores deben reportar como mínimo el 25% de los usuarios atendidos con Cédula Catastral o Número Predial Nacional.
- A partir del 1 de enero de 2022, todos los comercializadores deben reportar como mínimo el 50% de los usuarios atendidos con Cédula Catastral o Número Predial Nacional.
- A partir del 1 de julio de 2022, todos los comercializadores deben reportar como mínimo el 75% de los usuarios atendidos con Cédula Catastral o Número Predial Nacional.
- A partir del 1 de enero de 2023, todos los comercializadores deben reportar como mínimo el 90% de los usuarios atendidos con Cédula Catastral o Número Predial Nacional.

Para el reporte de esta información, el comercializador de energía eléctrica deberá utilizar la base de datos actualizada disponible de la correspondiente autoridad catastral (IGAC, Bogotá, Cali, Medellín, Antioquia), sea esta la Cédula Catastral o el Número Predial Nacional.

4. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 19. 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 RCU.
7	No aplica

5. Tipo Factura: Corresponde al tipo de facturación. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 20. Tipo de Factura

Código	Descripción
1	Inicial
2	Anulada Decisión Administrativa
3	Anulada Reclamo Usuario
4	Anulada Decisión SSPD
5	Refacturación Decisión Administrativa
6	Refacturación Reclamo Usuario
7	Refacturación Decisión SSPD
8	Reliquidación

Nota de Reliquidación: En el evento de realizar una **reliquidación**, de una factura de cobro del servicio público domiciliario de energía eléctrica de un periodo anterior, la empresa deberá generar un nuevo registro donde se anule la factura ya reportada con valores admisibles 2, 3 o 4 de la Tabla 20 “Tipo de factura” y registrar la nueva bajo el valor admisible 8. Recuerde que, para la anulación y la reliquidación, los registros deben contener toda la información solicitada por el formato.

Nota de Refacturación: Si en el reporte de la factura inicial del mes m, se presenta una **refacturación** del servicio público domiciliario de energía eléctrica de un periodo anterior m-n, la empresa deberá generar nuevos registros a nivel de factura de acuerdo con el origen de las refacturaciones con valores admisibles 5, 6 o 7 de la Tabla 20 “Tipo de Factura”, con el objetivo de discriminar detalladamente las diferentes refacturaciones aplicadas y reportadas en el registro inicial de la factura del mes m. Por lo anterior, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

Datos que se deben repetir: Los campos que hacen referencia a la información de la factura (NIU, Información Predial Utilizada, Cédula Catastral o Número Predial Nacional, Tipo Usuario Riesgo Cartera, Fecha de Expedición de la Factura, Fecha de Inicio del Periodo de Facturación, Fecha de Lectura Actual, Fecha de Lectura Anterior, Días Facturados, Tipo de Tarifa, Tipo de Lectura, Número de familias, Tipo Medidor, Código Medidor y Fecha Registro Contable) deben corresponder a los reportados en el registro inicial de la factura del mes m, excepto el ID de factura, tarifa aplicada y la fecha de publicación de la tarifa aplicada, los cuales deben corresponder a la factura emitida en periodos anteriores m-n donde se origina la refacturación.

Datos que se deben diligenciar en cero: Los campos de cantidad o valor que no apliquen al concepto que se está refacturando.

Datos que deben diligenciarse con información al concepto que se desea refacturar: Los campos de cantidad o valor que hacen referencia específicamente a las refacturaciones mencionadas en el registro inicial de la factura del mes m que se está reportando.

El valor será negativo si la empresa facturó de más y positivo si dejó de facturar, según sea el caso.

6. **ID Factura:** Corresponde al número o identificación de la factura asignada por el comercializador.
7. **Fecha de Expedición de la Factura:** Se refiere a la fecha de expedición de la factura.
8. **Fecha de Inicio del Periodo de Facturación:** Se refiere a la fecha desde la cual comienza a registrarse el consumo a facturar.
9. **Fecha de Lectura Actual:** Se refiere a la fecha de la lectura del medidor con la cual se calcula el consumo facturado.
10. **Fecha de Lectura Anterior:** Se refiere a la fecha de la lectura del medidor en el periodo inmediatamente anterior.
11. **Días Facturados:** Corresponde al número de días facturados en el periodo.

12. 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 21. Tipo de Tarifa

Código	Descripción
1	Regulada
2	No Regulada

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

Tabla 22. 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.

14. Consumo Usuario (kWh): Es el consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado para el respectivo periodo. En este campo no se deben tener en cuenta el CDC ni los consumos recuperados.

15. 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 del Área especial en la que se encuentra el usuario.

16. Consumo Promedio Semestral (kWh): Este valor corresponde al consumo promedio histórico del usuario durante los últimos seis meses en kWh.

17. 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 23. 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, 6 y no residenciales

18. Valor Facturación por Consumo Usuario (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo facturado durante el periodo reportado (no incluye subsidios, ni contribuciones, ni mora, ni cartera).

19. Valor Facturación por Consumo - CDC (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo distribuido comunitario facturado durante el periodo reportado (no incluye subsidios, ni contribuciones, ni mora, ni cartera).

20. Refacturación por Consumo Usuario (kWh): Corresponde al consumo en kWh que se facturó de más o se dejó de facturar, durante periodos anteriores al que corresponde la factura que se reporta. Únicamente contiene las desviaciones en los consumos correspondientes a períodos anteriores y no a procesos de recuperación de consumos de Energía Consumida Dejada de Facturar.

21. Refacturación por Consumo - CDC (kWh): Corresponde al consumo distribuido comunitario en kWh que se facturó de más o se dejó de facturar, durante periodos anteriores al que corresponde la factura que se reporta.

22. Valor Refacturación por Consumo Usuario (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) de los kWh consumidos que se facturaron de más o se dejaron de facturar, durante un periodo anterior y que tienen relación con el campo 20 del presente formato.

23. Valor Refacturación por Consumo - CDC (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) de los kWh consumidos que se facturaron de más o se dejaron de facturar, durante un periodo anterior para el consumo distribuido comunitario.

24. Número de Familias: Corresponde al número de familias o de usuarios 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.

25. 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.

26. 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.

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". En caso de que no se cuente con facturas FOES, este campo debe diligenciarse en cero (0).

28. Valor FOES Aplicado al Consumo Usuario (\$): Corresponde al valor \$/kWh del beneficio FOES aplicado al consumo del usuario.

29. Valor Refacturación FOES Aplicado al Consumo Usuario (\$): 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.

30. 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 vigente.

31. Valor de refacturación 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.

32. 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.

33. Valor de 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.

34. Valor de Intereses por Mora sobre las Contribuciones No Recaudadas (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) de los intereses cobrados por concepto de contribución de solidaridad.

35. Valor Cartera Consumo (\$): Corresponde al valor de cartera asociado al consumo adeudado por el usuario.

36. Valor Cartera Contribuciones (\$): Valor en pesos (\$) asociadas a las contribuciones no pagadas por el usuario.

37. TVC: Total de eventos compensados al usuario hasta el mes anterior de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

38. VC (\$): Corresponde al valor total en pesos (\$) compensados al usuario en la factura de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

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.

Si el registro pertenece a la factura de alumbrado público, se debe diligenciar el valor acumulado de todos los usuarios con prefijo CALP.

39. VCD (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) a compensar al usuario en la factura por incumplimiento de la duración máxima de eventos de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

Si el registro pertenece a la factura de alumbrado público, se debe diligenciar el valor acumulado de todos los usuarios con prefijo CALP.

40. VCF (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) a compensar al usuario en la factura por incumplimiento del número máximo de eventos garantizado de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

Si el registro pertenece a la factura de alumbrado público, se debe diligenciar el valor acumulado de todos los usuarios con prefijo CALP.

41. CEC (kWh): Corresponde al consumo estimado a compensar en kWh según factura, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

42. CONPU (\$): Corresponde al valor total en pesos (\$) de las compensaciones no pagadas al usuario durante el periodo de facturación.

Si el registro pertenece a la factura de alumbrado público, se debe diligenciar el valor acumulado de todos los usuarios con prefijo CALP.

43. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

44. HC: Horas de compensación al usuario en el mes.

45. 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.

Si el registro pertenece a la factura de alumbrado público, se debe diligenciar el valor acumulado de todos los usuarios con prefijo CALP.

46. 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 24. 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

47. Código Medidor: Corresponde al código asignado por el operador de red al medidor del usuario.

48. Valor Total Facturado (\$): Corresponde al valor total facturado en pesos (\$) al usuario en el periodo reportado, el cual debe ser equivalente a la sumatoria de los conceptos inherentes a la prestación del servicio de energía que se encuentran en el presente Formato TC2, tales como, facturación por consumo de Energía Eléctrica, subsidios y contribuciones, refacturaciones, entre otros.

49. 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.

Para los casos donde a los usuarios les apliquen tarifas horarias, deberá reportarse la información de la tarifa máxima.

50. 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.

51. Fecha Registro Contable: Corresponde a la fecha en la cual se efectúa el registro de la factura en la contabilidad de la empresa.

52. 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.

53. Consumo Energía Reactiva Medido (kVArh): Es el consumo de energía reactiva en kVArh determinado mediante diferencia de lecturas para el periodo de facturación reportado.

54. Consumo Energía Reactiva Facturado (kVArh): Es el consumo de energía reactiva en kVArh facturado para el periodo de facturación reportado.

55. Tarifa Energía Reactiva (\$/kVArh): Corresponde a la tarifa aplicada que se le factura a un usuario por concepto de energía reactiva.

Para los casos donde a los usuarios les apliquen tarifas horarias, deberá reportarse la información de la tarifa máxima.

56. Facturación Consumo Energía Reactiva (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo de energía reactiva facturado.

57. 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.

58. Energía Activa Exportada (kWh): Es el consumo de energía eléctrica activa exportada en kWh que es facturado para el respectivo periodo. No se incluye el Consumo Distribuido Comunitario.

59. VC (Veces): Número de eventos de compensación al usuario en el mes.

60. Consumo Recuperado (kWh): Es el consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado como resultado de un proceso de recuperación de consumos.

61. Valor Consumo Recuperado (\$): Corresponde al valor en pesos (\$) del consumo facturado como resultado de un proceso de recuperación de consumos.

62. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

63. Opción Tarifaria: Corresponde a si el usuario se acogió o no a la opción tarifaria de la que trata la Resolución CREG 012 de 2020 o aquella que la modifique, complemente o sustituya. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 25. Si / No

Código	Descripción
1	Si
2	No

64. Mes de reporte: Corresponde al mes de reporte de la información a certificar. Los valores admisibles para este campo son los siguientes:

Tabla 26. Mes

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

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 capturar la información de la energía con la que los Operadores de Red facturaron los cargos por uso en todos los niveles de tensión a los comercializadores que atienden usuarios en su sistema. 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)
10	ID Mercado

- 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 asigna 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 la frontera comercial asignado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC.
- 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.
- 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 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 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 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 los definidos en la Tabla 27.

Tabla 27. Tipo de Conexión TC3

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 7.
9. **Consumo (kWh):** Es la energía en kWh que es facturada como energía activa con los cargos por uso del mes determinado.
10. **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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

FORMATO TC4. Información de Peticiones que No Constituyen una Reclamación

Tipo de cargo: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 1 del mes de enero del año siguiente correspondiente a la vigencia anterior.

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
10	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. Código DANE:** Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia. Con la siguiente estructura: DDMMMC, donde "DD" es el código del departamento, "MM" corresponde al código del municipio y "CC" corresponde al código del centro poblado. Para los casos en que no aplique el centro poblacional, se debe diligenciar 000.

Cuando un prestador debe 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.
- 5. Clase de Petición:** Corresponde al código asignado al tipo de petición. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 28. 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 29. 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 Respuesta (Tabla 29) corresponda a los códigos 5 (Pendiente de respuesta) y 6 (Sin respuesta) este campo debe ser cero.

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 (Tabla 29) corresponda a los códigos 5 (Pendiente de respuesta) y 6 (Sin respuesta) este campo debe venir vacío.

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 la Tabla 29, de lo contrario este campo debe ser cero.

10. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

FORMATO TC5. Información de Ejecución de Proyectos de Inversión

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 a la vigencia anterior.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 30 del mes de enero del año correspondiente al reporte.

Descripción: Corresponde a todos los proyectos de inversión gestionados por parte de los prestadores durante la vigencia a reportar independiente de su fuente de financiación y propósito, los cuales tengan relación directa con la calidad de la prestación del servicio bien sea en aspectos técnicos o comerciales.

Para el caso de los Operadores de Red se deberán reportar los proyectos de inversión que **NO** hagan parte de su plan de inversiones aprobado en cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, los cuales deberán ser reportados de conformidad con las reglas estipuladas en el Capítulo de Planes de Inversión de la presente Resolución.

Nro	Campo
1	ID Proyecto
2	Código BPIN
3	Actividad o Proceso
4	Descripción del Proyecto
5	Objetivo del Proyecto
6	Tipo de Inversión
7	Departamento
8	Municipio
9	Fecha Inicio de la Ejecución
10	Fecha Final de Ejecución
11	Estado Actual
12	Valor de Ejecución Real del Proyecto
13	% Avance Ejecución Física
14	Beneficios Obtenidos
15	Observaciones

- 1. ID Proyecto:** Corresponde a un código alfanumérico de máximo 10 caracteres, que asigna el prestador a cada proyecto de inversión para su identificación, el cual es único por proyecto y no se puede repetir.
- 2. Código BPIN:** Corresponde al código con el que figura el proyecto en el banco de proyectos de inversión Nacional BPIN. Este campo debe ser utilizado únicamente en caso de que los proyectos comprometan apropiedades del presupuesto de inversión del presupuesto general de la nación.
- 3. Actividad o Proceso:** Describe la actividad la cual está vinculado el proyecto de inversión. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 30. Actividad del Agente

Código	Descripción
1	Generación
2	Transmisión
3	Distribución
4	Comercialización
5	Administrador del Mercado

4. **Descripción del Proyecto:** Descripción general del proyecto, con sus características más importantes.
5. **Objetivo del Proyecto:** Describir cualitativamente el propósito que se refiere alcanzar con el respectivo proyecto.
6. **Tipo de Inversión:** Corresponde a la clasificación de la inversión según la destinación de los recursos del proyecto. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 31. Tipo de Inversión Proyectos

Código	Descripción
1	Expansión / Aumento de capacidad
2	Reposición de infraestructura
3	Modernización
4	Atención Comercial
5	Otros

7. **Departamento:** Corresponde al código dado a la capital del departamento con base en la codificación dada por el DANE a la división político- administrativa de Colombia (Código DIVIPOLA), donde se ejecuta el mayor porcentaje del proyecto.
8. **Municipio:** Corresponde al código dado a la cabecera municipal con base en la codificación dada por el DANE a la división político- administrativa de Colombia (Código DIVIPOLA), donde se ejecuta el mayor porcentaje del proyecto.
9. **Fecha Inicio de la Ejecución:** Fecha de inicio de ejecución del proyecto.
10. **Fecha Final de la Ejecución:** Fecha final de ejecución del proyecto, si al 31 de diciembre del año reportado el proyecto no ha finalizado, se deberá colocar la fecha estimada de finalización.
11. **Estado Actual:** Hace referencia al estado del proyecto al último día del periodo que se reporta. Los valores admisibles son:

Tabla 32. Estado Actual del Proyecto

Código	Descripción
1	En Ejecución
2	Alistamiento
3	Aplazado
4	Interrumpido
5	Cancelado
6	Finalizado

12. **Valor de Ejecución Real del Proyecto:** Corresponde al valor en pesos colombianos (COP) de la ejecución real del proyecto a 31 de diciembre del año reportado.
13. **% de Avance Ejecución Física:** Corresponde al porcentaje de avance en ejecución física en obra del proyecto correspondiente al año de reporte.
14. **Beneficios Obtenidos:** Corresponde a la descripción general de los beneficios que se alcanzaron con la realización del proyecto.
15. **Observaciones:** En este campo se deben reportar las observaciones adicionales que puedan aplicar para este proyecto.

FORMATO TC6. Detalle Facturación AP

Tipo de cague: Cague Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde la fecha de certificación del Formato TC2. Facturación a Usuarios 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 captura el detalle de la información reportada por los Comercializadores correspondiente a las facturas de los usuarios de alumbrado público que fueron reportadas en el Formato TC2. Facturación a Usuarios. Lo anterior, teniendo en cuenta la disposición regulatoria establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, donde solicita identificar un usuario por cada red de alumbrado público conectada a un transformador. Para el reporte de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	NIU
2	Tipo Factura
3	ID Factura
4	Consumo Usuario (kWh)
5	Refacturación por Consumo Usuario - (kWh)
6	TVC
7	VC (\$)
8	VCD (\$)
9	VCF (\$)
10	CEC (kWh)
11	CONPU (\$)
12	THC
13	HC
14	Refacturación por Compensación (\$)
15	VC (Veces)
16	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. En este campo se deben registrar todos los NIU con prefijo CALP que pertenezcan al usuario del servicio de alumbrado público.

NOTA: La información necesaria para realizar el proceso de validación de existencia de los NIU en el inventario de usuarios, se encontrará descrita en el lineamiento de cague indicado en la parte resolutiva del presente documento.

2. **Tipo Factura:** Corresponde al tipo de facturación. Los valores admisibles para este campo corresponden a los definidos en la Tabla 20.
3. **ID Factura:** Corresponde al número o identificación de la factura asignada por el comercializador. Este número de factura se repetirá para cada NIU con prefijo CALP que pertenezca al municipio al cual se le expidió la factura.
4. **Consumo Usuario (kWh):** Es el consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado para el respectivo periodo.
5. **Refacturación por Consumo Usuario (kWh):** Corresponde al consumo en kWh que se facturó de más o se dejó de facturar, durante periodos anteriores al que corresponde la factura que se reporta.
6. **TVC:** Total de eventos compensados al usuario hasta el mes anterior de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

7. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

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.

8. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

9. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

10. CEC (kWh): Corresponde al consumo estimado a compensar en kWh según factura, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

11. CONPU (\$): Corresponde al valor total en pesos (\$) de las compensaciones no pagadas al usuario durante el periodo de facturación.

12. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

13. HC: Corresponde a la variable HC definida en el numeral 5.2.4.3 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, para el periodo de facturación.

14. 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.

15. VC (Veces): Número de eventos de compensación al usuario en el mes.

16. 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

CAPÍTULO TARIFARIO

FORMULARIO T1. Recuperación Costo Garantía

Tipo de cargo: 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 o aquella que la complemente, modifique o sustituya, los costos incurridos por concepto de constitución de garantías financieras en el marco de los artículos 19 y 20 de la mencionada resolución; en otras palabras, esta pregunta pretende conocer si el prestador incluyó un valor distinto de cero a las variables ($CG_i, m-1$ y $CGCUI, m-1$) para la recuperación de los valores de garantías financieras. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, a través del componente de comercialización en el mes siguiente del reporte. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 33. 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 cargo.

FORMATO T2. Garantías Financieras

Tipo de cargo: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, para ser recuperadas a través del componente de Comercialización o aquella que la complementa, modifique o sustituya. Lo reportado por la empresa en este formato será la fuente principal para el ejercicio de vigilancia y control en el marco del cálculo del componente de Comercialización y una vez certificado, se entiende que la empresa da cumplimiento a lo establecido en los artículos anteriormente mencionados.

Si una empresa constituye garantías por períodos mayores a un mes (semestrales, anuales, otros) y toma la decisión de recuperarla en varios meses, mes a mes deberá realizar la respectiva declaración mediante la utilización de este formato.

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 de Recuperación		

- 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 34. Tipo de Garantía

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

- 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 de Recuperación:** 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. Los valores admisibles para esta tabla con los definidos en la tabla 26.

7. **Fecha Inicio Vigencia:** Fecha de inicio de la vigencia de la garantía de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera.
8. **Fecha Finalización Vigencia:** Fecha de finalización de la vigencia de la garantía de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera.
9. **Valor Total Garantía:** Valor total en pesos (\$) garantizado de acuerdo con el documento expedido por la entidad financiera.
10. **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.
11. **Costo a Recuperar:** Corresponde al valor en pesos (\$) 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.

Soporte: Soporte de la garantía constituida y cuenta de cobro expedida por la entidad financiera. Archivo PDF.

Este documento es un único 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 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. Con lo anterior, una vez el comercializador inicie con el reporte de este formato, se da por cumplida la obligación de informar a la SSPD las tarifas publicadas mensualmente. Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 012 de 2020 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, permite a los usuarios acogerse o no a la opción tarifaria, en caso de presentarse tarifas calculadas con opción y sin opción en un mismo mes, el comercializador deberá reportar ambas.

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	18	Tarifa OT

1. **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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

2. **Cargo Horario:** Corresponde al nombre de tipo de cargo horario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 35. Cargo Horario

Código	Descripción
1	Máxima
2	Media
3	Mínima
4	Monomio

3. **Inicio Franja Horaria:** Corresponde al inicio de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar.

4. **Fin Franja Horaria:** Corresponde al fin de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar.

5. **Estrato / Sector:** Estrato o sector de aplicación de la tarifa. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 13.

6. **% Subsidiado 100% OR:** Corresponde al porcentaje (%) de subsidio otorgado al estrato teniendo en cuenta que la propiedad del activo es del operador de red.

7. **% 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.
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.
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. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.
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. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.
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. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.
12. **Tarifa Nivel 2:** Valor en \$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 2.
13. **Tarifa Nivel 3:** Valor en \$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 3.
14. **Tarifa Nivel 4:** Valor en \$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 4.
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.
17. **Diario Publicación:** Nombre del diario de circulación nacional o municipal donde la empresa publicó las tarifas calculadas y que aplicará a sus usuarios.
18. **Tarifa OT:** El comercializador deberá indicar si la tarifa que está reportando corresponde o no a una calculada bajo el CU de opción tarifaria. Los valores admisibles para este campo son los de la Tabla 25.

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 o aquella que la complemente, modifique o sustituya.

Las actualizaciones o ajustes a una publicación de tarifas se presentan por error de cálculo por parte de la empresa, error en la información reportada por parte del administrador del mercado o un error en la transcripción de la información al momento de publicar en prensa, entre otros. 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 sí tienen la obligación de reportar a la SSPD cada una de las publicaciones realizadas en prensa, incluidas las republicaciones.

Es por lo anterior 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 solicitud de habilitación del formato corresponda a la actualización de sólo un mes. En caso de requerirse actualizar varios meses, deben realizarse en cargues distintos.
- Una vez la mesa de ayuda verifique las condiciones mencionadas anteriormente, procederá a habilitar el formato en un periodo de 24 horas.

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	20	Tarifa OT

1. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

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. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 26.

4. Cargo Horario: Corresponde al nombre de tipo de cargo horario. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 35.

5. Inicio Franja Horaria: Corresponde al inicio de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar.

6. Fin Franja Horaria: Corresponde al fin de la franja horaria definida por el prestador y debe ser considerada en formato de hora militar.

7. Estrato / Sector: Estrato o sector de aplicación de la tarifa. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 13.

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.

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.

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.

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. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.

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. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.

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. Las tarifas cargadas en este campo para los estratos 1,2 y 3 son hasta el consumo de subsistencia.

14. Tarifa Nivel 2: Valor en \$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 2.

15. Tarifa Nivel 3: Valor en \$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 3.

16. Tarifa Nivel 4: Valor en \$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 4.

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.

19. Diario Publicación: Nombre del diario de circulación nacional en donde la ESP republicó las tarifas calculadas y aplicadas en sus mercados.

20. Tarifa OT: El comercializador deberá indicar si la tarifa que está reportando corresponde o no a una calculada bajo el CU de opción tarifaria. Los valores admisibles para este campo son los de la Tabla 25.

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. El archivo soporte debe contener el recorte de las tarifas inicialmente publicadas y el recorte de la publicación con la republicación realizada.

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

FORMULARIO T5. Aplicación de Opción Tarifaria

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 012 de 2020 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. 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?

- 1. ¿Aplicó la empresa para este mes la opción tarifaria?:** Corresponde a si la empresa aplicó o no la opción tarifaria de acuerdo con la metodología establecida por la CREG. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 36. Aplicación de Opción Tarifaria

Código	Descripción
Si	Aplicó opción tarifara
No	No aplicó opción tarifara

FORMATO T6. Opción Tarifaria

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” 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 012 de 2020 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	7	CUVm-1
2	NT y PROP	8	CUv
3	PV	9	VRm-1
4	SAm-1	10	rEM
5	VRt-1	11	SAm
6	CUVC		

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- 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 37. Nivel de Tensión y Propiedad del Activo

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

- PV:** Corresponde al porcentaje (%) de variación mensual que se aplicará por el comercializador minorista sobre el CU.
- SAm-1:** Saldo Acumulado, expresado en \$, del Comercializador i para el mes $m-1$ en el nivel de tensión n del mercado de comercialización j , por las diferencias entre el CU calculado $CUV^c_{n,m,ij}$ y el CU aplicado $CUv_{n,m,ij}$.
- VRt-1:** Promedio de ventas de energía a usuarios regulados en el nivel de tensión n , de los últimos doce meses disponibles en el SUI y efectuadas por el Comercializador i , en el mercado de comercialización j , expresado en kWh, a quienes se les aplica la opción tarifaria.
- CUVC:** Componente variable del CU, expresado en \$/kWh, calculado para el mes m , conforme la resolución vigente, para los usuarios conectados en el nivel de tensión n del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
- 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 .

8. **CUv:** Corresponde al CU resultante de la opción tarifaria expresado en \$/kWh para el mes m en el nivel de tensión n del comercializador minorista i en el mercado de comercialización j .
9. **VRm-1:** Corresponde a las ventas de energía a usuarios regulados en el nivel de tensión n , durante el mes anterior disponibles en el SUI y efectuadas por el Comercializador i , en el mercado de comercialización j , expresado en kWh, a quienes se les aplica la opción tarifaria.
10. **rEM:** Tasa de interés que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable SAn,m,i,j calculado de acuerdo a la regulación vigente.
11. **SAm:** 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 CU calculado $CUv^c_{n,m,i,j}$ y el CU aplicado $CUv_{n,m,i,j}$. A la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución dicho valor será cero.

Soporte: Corresponde a la comunicación suscrita por el representante legal en donde se informe la decisión de acogerse a la opción tarifaria de acuerdo con la normatividad vigente al respecto. Archivo PDF.

Esta comunicación se presentará todos los meses que se encuentre en aplicación la Opción Tarifaria incluyendo los cambios en el PV y la tasa de interés.

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 Tarifaria168 / 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 Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. Para el cargue de este formato se 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
10	Cargo Horario

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- 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 37.
- Gm:** Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j.
- Tm:** Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m.
- 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.
- Dnm:** Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Si la empresa pertenece a un área de distribución, el valor a reportar será igual al DtUN por nivel de tensión.
- 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.
- Rm:** Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m.

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.

10. Cargo Horario: Corresponde al nombre de tipo de cargo horario. Los valores admisibles para este campo son los de la Tabla 35.

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 Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la complementa, modifique o sustituya. 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 reportada por parte del administrador del mercado o un error en la transcripción de la información al momento de publicar en prensa, entre otros. 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 sí 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 solicitud de habilitación del formato corresponda a la actualización de sólo un mes. En caso de requerirse actualizar varios meses, deben realizarse en cargues distintos.
- Una vez la mesa de ayuda verifique las condiciones mencionadas anteriormente, procederá a habilitar el formato en un periodo de 24 horas.

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

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

Nro	Campo	Nro	Campo
6	Tm	12	Cargo Horario

1.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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

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. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 26.

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 37.

5.Gm: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j.

6.Tm: Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m.

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.

8.Dnm: Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.

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.

10.Rm: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m.

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.

12.Cargo Horario: Corresponde al nombre de tipo de cargo horario. Los valores admisibles para este campo son los de la Tabla 35.

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 Comisión en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la complemente, modifique o sustituya, 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	Nro	Campo
1	ID Mercado	19	w	37	IFOES
2	ECC	20	PSA	38	Balance Subsidios
3	VECC	21	EGP	39	AÑO
4	AECC	22	ADm	40	TRIM
5	AVECC	23	VRm-1	41	MG TRIM
6	AMC	24	i	42	Sub1
7	CB MR	25	AJ	43	Sub2
8	VCB MR	26	Alfa	44	N
9	ACB MR	27	DCR AGPE	45	M
10	AVCB MR	28	ADMRE G	46	r1
11	CB MNR	29	APRRE G	47	r2
12	VCB MNR	30	ADR IPRSTN	48	Facturación
13	AGPE	31	APR IPRSTN	49	Actividad
14	GD	32	AREST	50	%CREG
15	GTr	33	Cfj	51	%SSPD
16	CUG	34	RCT	52	CREG (\$)
17	CLP	35	RCAE	53	SSPD (\$)
18	ACLP	36	IFSSRI	54	PUI

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- ECC:** (Energía Compras en Contratos) Cantidad de energía en kWh comprada a través de contratos bilaterales con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF.
- VECC:** (Valor Compras en Contratos) Valor de la energía en pesos (\$) comprada a través de contratos bilaterales con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF.
- AECC:** (Ajuste Energía Compra en Contratos) Cantidad de 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. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.
- AVECC:** (Ajustes Valor de la Energía Comprada en Contratos) Valor de la energía refacturada en pesos (\$), comprada a través de contratos bilaterales con destino a la atención del Mercado Regulado y que fue incluida para el cálculo del G. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.

6. **AMC:** (Ajuste a la variable Mc) Valor en (\$/kWh) del ajuste aplicado por el comercializador al valor de la variable Mc. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.
7. **CB MR:** (Compras en bolsa) Cantidad de energía en kWh, comprada a través de la bolsa de energía con destino a la atención del Mercado Regulado. Versión TXF
8. **VCB MR:** (Valor compras en bolsa) Valor de la energía en pesos (\$), comprada a través de la bolsa de energía con destino a la atención del Mercado Regulado. Versión TXF
9. **ACB MR: (Ajuste compras en bolsa MR)** Cantidad de energía refacturada en kWh, comprada a través de la bolsa de energía con destino a la atención de Mercado Regulado y que fue incluida para el cálculo del G. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.
10. **AVCB MR: (Ajuste valor compras en bolsa MR)** Valor de la energía refacturada en pesos (\$), comprada a través de bolsa de energía con destino a la atención del Mercado Regulado y que fue incluida para el cálculo del G. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF
11. **CB MNR:** (Compras en bolsa MNR) Cantidad de energía en kWh, comprada a través de la bolsa de energía con destino a la atención del Mercado No Regulado. Versión TXF.
12. **VCB MNR:** (Valor compras en bolsa MNR) Valor de la energía en pesos (\$), comprada a través de la bolsa de energía con destino a la atención del Mercado No Regulado. Versión TXF.
13. **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 Comisión en la Resolución CREG 030 de 2018 o aquella resolución que modifique o sustituya.
14. **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 Comisión en la Resolución CREG 030 de 2018 o aquella resolución que modifique o sustituya.
15. **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 Comisión en la Resolución CREG 030 de 2018 o aquella resolución que modifique o sustituya.
16. **CUG:** Corresponde al costo financiero de la garantía de pago del mes $m-1$ de los contratos adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía al comercializador i destinados al mercado regulado, dividido por la demanda regulada de este comercializador. El valor máximo de esta variable es de un peso (1 COP/kWh).
17. **CLP:** Energía mensual cubierta mediante los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía al comercializador i en el mes $m-1$.
18. **ACLP:** Ajuste Energía mensual cubierta mediante los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía al comercializador i en el mes $m-1$.
19. **w:** Ponderador de los precios de los contratos bilaterales del comercializador i , en el mes $m-1$.

20. PSA: Precio promedio ponderado asociado a los contratos de largo plazo adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía al comercializador i actualizado para el mes m-1, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh).

21. EGP: Valor unitario de la devolución que el comercializador i debe hacer a favor del usuario, en caso de que, por incumplimiento de un vendedor, se ejecute la garantía de cumplimiento de la que trata el artículo 34 de la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, asociada a los contratos asignados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía con destino al mercado regulado. El comercializador debe devolver a sus usuarios la totalidad del monto resultante de la ejecución de la garantía de cumplimiento, el mes siguiente a la ejecución.

22. ADM: Saldo acumulado de las diferencias entre el Costo Reconocido CR_{m,i} y el valor trasladado en la tarifa G_{m,i} del Comercializador i, expresado en \$. A la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución dicho valor será cero. En el evento en que concluida la vigencia de la Fórmula Tarifaria existan saldos acumulados, éstos serán reconocidos hasta que dicho saldo sea igual a cero. Esta variable hace parte de la metodología de cálculo del factor de ajuste AJ de la que trata la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la adicione o modifique.

23. VR_{m-1}: Ventas de energía al Mercado Regulado para el mes m-1 del Comercializador i, expresado en kWh utilizado para el cálculo de la variable AJ de la que trata la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la adicione o modifique.

24. i: Tasa de interés que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable ADM. Este valor equivaldrá al promedio de las tasas de crédito ordinarias para un plazo entre 31 y 365 días publicado por el Banco de la República para la última semana que se encuentre disponible para el mes anterior al mes de cálculo. Esta variable corresponde a la utilizada para el cálculo del AJ definido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o complemente.

25. 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 a la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la adicione o modifique.

26. 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 o aquella resolución que modifique o sustituya.

27. DCR AGPE: Cantidad de energía en kWh de la Demanda Comercial Regulada que fue atendida con energía proveniente de un AGPE o GD del Comercializador y que fue incluida en el cálculo del componente de Generación. Versión TXF.

28. 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 en el cálculo del componente de Generación. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.

29. 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 en el cálculo del componente de Generación. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.

30. ADR IPRSTN: Ajuste a la Demanda Real en kWh que fue incluida en el cálculo del IPRSTN. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.

31. APR IPRSTN: Ajuste a la Pérdida Real en kWh que fue incluida en el cálculo del IPRSTN. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.

32. AREST: Ajuste a la variable CRS en pesos (\$), que fue incluida en el cálculo del componente de restricciones. Aplica sólo para ajustes generados a partir de publicaciones del Administrador del Mercado a información posterior a la versión TXF.

33. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

34. RCT: Prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j .

35. 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 . Si la CREG aprobó este riesgo con un número menor de decimales, debe completar con ceros.

36. 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 . Este valor es un insumo para el cálculo de la variable RCSNE y en caso que la empresa no tenga usuarios en dichas condiciones, debe reportar un valor de cero.

37. 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 . Este valor es un insumo para el cálculo de la variable RCSNE y en caso que la empresa no tenga usuarios en dichas condiciones, debe reportar un valor de cero.

38. Balance Subsidios: Corresponde a sí para el mes m del trimestre al que pertenece m , el prestador es Deficitario o Superavitario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 38. Balance de Subsidios

Código	Descripción
1	Deficitario
2	Superavitario

39. AÑO: Último año de subsidios girados por el Ministerio de Minas y Energía. El formato de este campo es $aaaa$.

40. TRIM: Corresponde al último trimestre del giro de subsidios mediante el cual se cubrió el último déficit del trimestre validado en firme por el Ministerio de Minas y Energía. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 39. Trimestre

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

41. MG TRIM: Corresponde al mes del trimestre indicado en el campo 27, mediante el cual se cubrió el último déficit del trimestre validado en firme por el Ministerio de Minas y Energía. Los valores admisibles en este campo son los definidos en la Tabla 26.

42. 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.

43. 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.

44. 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.

45. 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.

46. 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.

47. 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.

48. 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 el formato TC2 de la presente Resolución.

49. Actividad (Tipo de Comercializador): Corresponde a si la empresa es Comercializador Puro o Comercializador Integrado. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 40. Tipo de Comercializador

Código	Descripción
1	Comercializador Puro
2	Comercializador Integrado

50. %CREG: Porcentaje de la contribución pagada a la CREG recuperada a través del componente de comercialización.

51. %SSPD: Porcentaje de la contribución pagada a la SSPD recuperada a través del componente de comercialización.

52. CREG (\$): Valor en pesos de la contribución pagada a la CREG recuperada a través del componente de comercialización y que hace parte de la variable CER para el mes m.

53. SSPD (\$): Valor en pesos de la contribución pagada a la SSPD recuperada a través del componente de comercialización y que hace parte de la variable CER para el mes m.

54. 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, de responsabilidad del Administrador del Mercado, captura la información reportada por el ASIC y el LAC para el cálculo del Costo Unitario de Prestación de Servicio (Resolución CREG 119 de 2007 y demás que la complementen o modifiquen) en un periodo determinado para las empresas que dentro de su actividad se encuentre la comercialización de energía eléctrica 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	8	CND
2	ECC	9	SIC
3	VECC	10	RTCSA
4	DMRE	11	VDESV
5	DMNR	12	Variante Guatapé
6	PRRE	13	AENC E
7	PRNR		

- 1. ID Empresa:** Corresponde al Código asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUI, el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061.
- 2. ECC:** (Energía Compras en Contratos) Cantidad de energía en kWh comprada a través de contratos bilaterales con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF.
- 3. VECC:** (Valor Compras en Contratos) Valor de la energía en pesos (\$) comprada a través de contratos bilaterales con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF.
- 4. DMRE:** Demanda Real Regulada de Energía en kWh asignada al comercializador. Versión TXF.
- 5. DMNR:** Demanda Real No Regulada de Energía en kWh asignada al comercializador. Versión TXF.
- 6. PRRE:** Pérdida Real asociada a la demanda regulada en kWh asignada al comercializador. Versión TXF.
- 7. PRNR:** Pérdida Real asociada a la demanda no regulada en kWh asignada al comercializador. Versión TXF.
- 8. CND:** Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho asignados al comercializador. Versión TXF.
- 9. SIC:** Costos de los servicios del Administrador de Intercambios Comerciales asignados al comercializador incluido IVA. Versión TXF.
- 10. RTCSA:** Restricciones aliviadas en pesos (\$) asignadas al comercializador. Versión TXF.
- 11. VDESV:** Ventas en desviación en pesos (\$) asignadas al comercializador. Versión TXF.
- 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.
- 13. AENC E:** Corresponde a la demanda en kWh del comercializador clasificada como exportación (E) del archivo AENC publicado por el ASIC. Versión TXF.

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, de responsabilidad del Administrador del Mercado, captura la información reportada por el ASIC y el LAC para el cálculo del Costo Unitario de Prestación de Servicio (Resolución CREG 119 de 2007 y demás que la complementen o modifiquen) en un periodo determinado para las empresas que dentro de su actividad se encuentre la distribución de energía eléctrica. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Para el cargue de este formato se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Empresa	14	Dy3	27	Dtcs
2	Dt1	15	Dx4	28	CPROG
3	Dt2	16	Dz4	29	Dt1 CUR
4	Dt3	17	Dy4	30	Dt2 CUR
5	Dt4	18	PR4	31	Dt3 CUR
6	Dx1	19	PR3	32	Dt4 CUR
7	Dz1	20	PR2	33	CDI CUR
8	Dy1	21	PR1	34	CDA CUR
9	Dx2	22	P1	35	CD2 CUR
10	Dz2	23	CDI	36	CD3 CUR
11	Dy2	24	CDA	37	CPROG CUR
12	Dx3	25	CD2	38	ID Mercado
13	Dz3	26	CD3		

- 1. ID Empresa:** Corresponde al Código asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUI el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061.
- 2. Dt1:** Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh.
- 3. Dt2:** Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh.
- 4. Dt3:** Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

22. P1: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, del año t.

23. CDI: Cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh.

24. CDA: Cargo de AOM del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh.

25. CD2: Cargo del nivel de tensión 2 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh.

26. CD3: Cargo del nivel de tensión 3 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh.

27. Dtcs: Cargo por desempeño en la calidad del servicio del OR j para los niveles de tensión n, con n=1, 2 y 3, en el mes m del año t, en \$/kWh.

28. CPROG: Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j, aplicable en el mes m.

29. Dt1 CUR: Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección "Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas".

30. Dt2 CUR: Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección "Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas".

31. Dt3 CUR: Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección "Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas".

32. DT4 CUR: Cargo por uso del nivel de tensión 4 del OR j para el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección "Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas".

33. CDI CUR: Cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección “Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas”.

34. CDA CUR: Cargo de AOM del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección “Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas”.

35. CD2 CUR: Cargo del nivel de tensión 2 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección “Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas”.

36. CD3 CUR: Cargo del nivel de tensión 3 del OR j, en el mes m del año t, en \$/kWh. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección “Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas”.

37. CPROG CUR: Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j, aplicable en el mes m. Corresponde a la versión definitiva de la información publicada en la sección “Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas”.

38. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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, de responsabilidad del Administrador del Mercado, captura la información reportada por el LAC a propósito de las áreas de distribución en un periodo determinado en el marco de las Resoluciones CREG 058 de 2008, CREG 189 de 2009 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. 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 41. Nombre Área de Distribución

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

- 2. DtUn NT1:** Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión 1 definitivo del ADD correspondiente.
- 3. DtUn NT2:** Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión 2 definitivo del ADD correspondiente.
- 4. DtUn NT3:** Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión 3 definitivo del ADD correspondiente.

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, de responsabilidad del Administrador del Mercado, captura la información reportada por el ASIC y LAC 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 complementen o modifiquen). 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 6. CD4 Norte:** Cargo del nivel de tensión 4 del STR Norte, 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.
- 7. CD4 Centro Sur:** Cargo del nivel de tensión 4 del STR Centro Sur, 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.

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

- 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 42. 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 43. 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
2	18	Calibración medidor medida directa electromecánico monofásico bifilar
2	19	Calibración medidor medida directa electromecánico monofásico trifilar
2	20	Calibración medidor medida directa electromecánico bifásico trifilar

Código Categoría	Código Concepto	Descripción
2	21	Calibración medidor medida directa electromecánico 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

Cabe aclarar que el presente formato no obliga a las empresas a modificar ni ajustar los servicios adicionales ofrecidos a sus usuarios. Si dentro de las opciones dadas la empresa considera que alguna no se ajusta a los servicios que ofrece, dicha opción no debe ser reportada.

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.
5. **Fecha Finalización Vigencia:** Fecha de finalización de la vigencia del valor en pesos del concepto.

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

Este documento debe contener como mínimo los conceptos registrados por la empresa 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 vencido

Fecha inicial para reporte: Desde la fecha de certificación del Formato TC2. Facturación a Usuarios 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 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
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
13	ID Mercado

- 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 TC2. Facturación a Usuarios**.
- Fecha de Suscripción del Contrato:** Se refiere a la fecha de suscripción del contrato entre las partes.
- Fecha de Inicio del Contrato:** Se refiere a la fecha de inicio de la ejecución del contrato entre las partes.
- Fecha Pactada Finalización del Contrato:** Se refiere a la fecha de terminación del contrato (finalización del suministro) suscrito entre las partes.
- ID Factura:** Número de la factura o identificación de la factura asignada por el comercializador y deberá coincidir con la factura reportada en el **Formato TC2. Facturación a Usuarios**.
- Costo de Compra de Energía:** Se refiere al costo promedio de compra de energía en el mercado mayorista en \$/kWh (el equivalente al 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.
- 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.

Si la empresa incluye en el Costo de Prestación del Servicio otros valores como contribuciones a la SSPD y CREG, costos asociados al CND y SIC y garantías financieras, deben ser incluidas dentro de este campo.

- 8. Costos Restricciones y Servicios Asociados de Generación:** Se refiere a los costos de las restricciones y servicios asociados a la generación en \$/kWh, que se tuvo en cuenta para determinar el Costo de Prestación del Servicio del usuario No Regulado y Alumbrado Público.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 13. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

CAPÍTULO SUBSIDIOS

FORMATO S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES

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 último día hábil del mes siguiente 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 se deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

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

- 1. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- 2. 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.
- 3. 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 los definidos en la Tabla 26
- 4. 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 44.

Tabla 44. Estrato/Sector para Subsidios

Código	Descripción
1	Bajo – bajo
2	Bajo
3	Medio – bajo
4	Medio
5	Medio – alto
6	Alto
7	Industrial
8	Comercial
9	Oficial
10	Provisional
11	Alumbrado Público
12	Especial Asistencial

Código	Descripción
13	Especial Educativo
14	Industrial Bombeo
15	Distrito de Riego
16	Pequeños Productores Rurales

5. **Subsidios (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de subsidios incluyendo el valor de las refacturaciones del mes y estrato/sector.
6. **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.
7. **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.
8. **Contribuciones Recaudadas Despues 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.
9. **Giros Recibidos del Minenergía FSSRI-PGN (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros recibidos por parte del Minenergía (FSSRI-PGN).
10. **Giros Recibidos de Otros Comercializadores (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros recibidos de Otros Comercializadores.
11. **Giros Efectuados al Minenergía FSSRI-PGN (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros efectuados a Minenergía (FSSRI-PGN).
12. **Giros efectuados a Otros Comercializadores (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) de la sumatoria de los giros efectuados a otros Comercializadores.
13. **FOES (\$):** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del total de FOES incluyendo el valor de la refacturación aplicado en el respectivo mes y en el estrato/sector.
14. **Devolución FOES:** Corresponde al registro contable en pesos (\$) del valor devuelto o reintegrado de Minenergía - FOES al fondo en el respectivo mes y en el estrato o sector.

FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados

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 último día hábil del mes siguiente 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 (\$)
5	Valor Intereses (\$)
6	ID Empresa (Recibe o Efectúa)
7	Tipo de Giro
8	ID Mercado
9	No. Resolución
10	Fondo FOES - FSSRI

- Identificación de la Transacción:** Corresponde al código numérico con que se identifica la transacción. (Ejemplo: número de consignación, número de transacción electrónica, etc.).
- Fecha de Giro:** Corresponde a la fecha en que se recibió o se efectuó el giro.
- Valor Capital (\$):** Valor en pesos (\$) del giro de Capital efectuado o recibido.
- Valor Rendimientos (\$):** Valor en pesos (\$) de los rendimientos del giro efectuado o recibido.
- Valor Intereses (\$):** Valor en pesos (\$) de los intereses de mora del giro efectuado o recibido.
- ID Empresa (Recibe o Efectúa):** Código asignado por la SSPD al momento de realizar el registro en el SUI, el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idReporte=mul_adm_061. Cuando la empresa recibe un giro, se registra el ID de la empresa que lo efectuó y cuando la empresa efectúa un giro, se registra el ID de la empresa que lo va a recibir.
- Tipo de Giro:** Corresponde al tipo de transacción que se realiza. Los valores admisibles son:

Tabla 45. Tipo de Giro

Código	Descripción
1	Giros recibidos
2	Giros efectuados

- 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 y publicado en la

página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace:
<http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

9. No. Resolución: Corresponde al número de la resolución a través de la cual Minenergía distribuye recursos para pagos del sector eléctrico.

10. Fondo FOES - FSSRI: Indicar a que fondo corresponde la transacción reportada. Los valores admisibles son:

Tabla 46. 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 Difícil 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
8	ID Mercado

- Tipo de Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales definidas y descritas en el Decreto 111 de 2012 del Minenergía. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 12.
- Código Área Especial:** Corresponde al código numérico asignado por el comercializador al Área Especial.
- 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.
- 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.
- 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 47. 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

- 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 y publicado en

la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

FORMATO S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual Demanda*

Dato a reportar: Anual

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 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:

*Mensual Demanda: Teniendo en cuenta que las áreas especiales tienen diferentes períodos de certificación y para la SSPD es prioritario contar con la información más actualizada, estos reportes podrán realizarse mensualmente a través de la habilitación del presente formato mediante la encuesta de inventario y cargando solo los registros que presenten novedades de sus áreas para el periodo seleccionado.

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Tipo de Área Especial	11	Aislada Eléctricamente
2	Código Área Especial	12	Acuerdo con Suscriptor Comunitario
3	Nombre Área Especial	13	Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI)
4	Fecha Establecimiento / Área Especial	14	Cartera vencida >90 días >=50% Usuarios
5	Embebida	15	% Cartera Vencida
6	Número de Familias o Usuarios	16	Perdidas de Energía > 40 %
7	Área Apta en Barrios Subnormales	17	% Perdidas de Energía
8	Fecha de Certificación	18	Clasificada y Certificada
9	Macromedidores	19	ID Mercado
10	Porcentaje de Recaudo		

- 1. Tipo de Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales tal como lo describe el Decreto 111 de 2012 del Minenergía. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 12.
- 2. Código Área Especial:** Corresponde al código numérico asignado por el comercializador al Área especial.
- 3. 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.
- 4. Embebida:** Se refiere a las áreas como barrios subnormales o áreas rurales de menor desarrollo que pertenezcan a una zona de difícil gestión. Se debe colocar cero (0) si se pretende que se reconozca como área especial separada, de lo contrario se incluirá el código del área especial de la que hace parte.
- 5. 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 Minenergía para clasificarse como un área especial.
- 6. Número de Familias o Usuarios:** Número de usuarios del área especial y/o familias que hacen parte del Barrio Subnormal.
- 7. 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. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 48. Área Apta 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

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.

8. **Fecha de Certificación:** Corresponde a la última fecha de la expedición de la certificación del Área Especial.
9. **Macromedidores:** Corresponde al número de macromedidores o totalizadores utilizados en el área especial.
10. **Porcentaje de Recaudo:** Corresponde al porcentaje de recaudado de la facturación mensual del área.
11. **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 49. Aislamiento Eléctrico

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

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

Tabla 50. Acuerdo con Suscriptor Comunitario

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

13. **Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI):** Corresponde al Indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Si el NBI no existe para el municipio registre 0.
14. **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 los definidos en la tabla 25.
15. **% 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.
16. **Perdidas de Energía > 40 %:** Indicar si el porcentaje de los niveles de pérdidas de energía es superior 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 corresponden a los mencionados en la Tabla 25.
17. **% 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.

18. Clasificada y Certificada: Hace referencia a si el alcalde municipal o distrital o la autoridad competente, previa solicitud por parte del operador de red, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificó y certificó la existencia del área especial. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 25.

Soporte: 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. Validaciones Trimestrales Subsidios

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual por Demanda

Dato a reportar: Trimestral

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 Ministerio de Minas y Energía. La información a cargar en este Formato corresponde a las validaciones en firme realizadas, garantizando que la información contenida en dicho documento sea la correcta y validada por ambas partes.

A final de cada mes, la empresa debe evaluar si recibió alguna validación en firme por parte del Ministerio de Minas y Energía de alguno de los dos fondos (FSSRI o FOES) para que, en el mes siguiente, solicite la habilitación del formato y proceda a reportar todas las validaciones en firme recibidas en el mes anterior.

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 Minenergía (\$)
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 el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idReporte=mul_adm_061.
- 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- 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 los definidos en la Tabla 39.
- Valor Subsidio FSSRI (\$):** Corresponde al valor de la validación trimestral por concepto de subsidios por menores tarifas.
- Valor Contribuciones FSSRI (\$):** Corresponde al valor de la validación trimestral por concepto de Contribuciones.
- 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.

- 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.
- 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.
- 11. Déficit/Superávit del Trimestre FSSRI (\$):** Corresponde al valor del Déficit o Superávit arrojado del balance de subsidios y contribuciones del trimestre validado.
- 12. Déficit/Superávit Acumulado FSSRI (\$):** Corresponde al valor del Déficit o Superávit acumulado al cierre del trimestre validado.
- 13. Valor Distribución FOES Resolución Minenergía (\$):** Corresponde al valor distribuido a la empresa por Minenergía en el trimestre validado.
- 14. Valor FOES Validado (\$):** Corresponde al valor validado por Minenergía del concepto de la aplicación del subsidio del Fondo de Energía Social (FOES) en el trimestre.
- 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.
- 16. Valor Trimestral FOES (\$):** Corresponde al valor validado en el trimestre de la aplicación del FOES al cierre del trimestre.
- 17. Valor Acumulado FOES (\$):** Corresponde al valor acumulado pendiente de aplicación del FOES al cierre del trimestre validado.

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 que fueron beneficiarios de la exención del pago de contribución de solidaridad en el trimestre a reportar.

Nota: En este formato solo se registran los usuarios a los cuales se les haya concedido la exención del pago de contribución a través de un acto legislativo vigente.

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
5	Mes del Trimestre
6	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.

NOTA: La información necesaria para realizar el proceso de validación de existencia de los NIU en el inventario de usuarios, se encontrará descrita en el lineamiento de cargue indicado en la parte resolutiva del presente documento.

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.

5. **Mes del Trimestre:** Corresponde al mes del trimestre en el cual el usuario fue beneficiario de la exención del pago de contribución. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 51.

Tabla 51. Mes del Trimestre

Código	Descripción
1	Mes 1 del trimestre que se reporta
2	Mes 2 del trimestre que se reporta
3	Mes 3 del trimestre que se reporta

6. **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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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. Este formato solo aplica para aquellas empresas que apliquen algún esquema diferencial de facturación y la lectura del consumo para realizar la facturación se obtiene a través de los macromedidores asociados al área.

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

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código Macromedidor	9	Índice de Clase para Medidor de Energía Reactiva
2	Tipo Macromedidor	10	Clase de Exactitud para Transformadores de Corriente
3	Código Circuito	11	Clase de Exactitud para Transformadores de Tensión
4	Código Identificación Interna Equipo	12	Tipo Área Especial
5	Fecha Puesta Operación	13	Código Área Especial
6	Consumo o Transferencia de Energía, C, (MWh-mes)	14	Forma de lectura
7	Capacidad Instalada CI (MVA)	15	ID Mercado
8	Índice de Clase para Medidor de Energía Activa		

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

Tabla 52. *Tipo de Macromedidor*

Código	Descripción
1	Electromecánico
2	Estático

- 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.
- Código Identificación Interna Equipo:** Indicar el código interno o serial del equipo de medida.
- Fecha Puesta Operación:** Corresponde a la fecha de entrada en operación.
- 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 53. Clasificación de Puntos de Medición del artículo 1 de la Resolución 038 de 2014. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 53. 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 53. 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 53.

8. **Índice de Clase para Medidor de Energía Activa:** Corresponde al índice de clase para el medidor de energía activa establecidos en la Tabla 54. 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 54. 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 54. 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 54.

10. **Clase de Exactitud para Transformadores de Corriente:** Corresponde a la clase de exactitud para transformadores de corriente establecidos en la Tabla 54. 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 54.

11. **Clase de Exactitud para Transformadores de Tensión:** Corresponde a la clase de exactitud para transformadores de tensión establecidos en la Tabla 54. 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 54.

12. **Tipo Área Especial:** Hace referencia a las áreas especiales tal como lo describe el Decreto 111 de 2012 del Minenergía. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 12.

13. **Código Área Especial:** Corresponde a un código numérico asignado por el comercializador al Área especial.

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 55. Forma de Lectura

Código	Descripción
1	Local
2	Remoto

15. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO S8. Operación Macromedidores FOES

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del Formato S7. Inventario Macromedidores FOES.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 25 del mes siguiente de la habilitación.

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)
4	ID Mercado

- 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.
- 3. Consumo (kWh):** Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado en el área especial y reportado para el respectivo periodo.
- 4. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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 siguiente del año correspondiente al reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta el último día hábil del mes siguiente 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). 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 Despues de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Despues de Conciliado su No Recaudo.

Tipo de cargo: 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 último día hábil del mes siguiente 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 recaudadas después de 6 meses y/o Contribuciones recaudadas 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 Transacción
4	Valor de la Contribución No Recaudada Despues de 6 Meses (\$)
5	Valor de Contribuciones Recaudadas Despues 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 recaudadas después de conciliado su no recaudo. Se debe reportar el número de factura inicial donde se generó la contribución.
- 3. Fecha de Transacción:** Se refiere a la fecha en la cual se generó el registro contable del no recaudo para la contribución no recaudada después de 6 meses, y para las contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo es la fecha en la cual se realizó el recaudo de dicha contribución.
- 4. Valor de la Contribución No Recaudada Despues 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.
- 5. Valor de Contribuciones Recaudadas Despues 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.

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 eléctrica, 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

- 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 56. 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

Código	Descripción
1100407	Usuarios Subnormales
1100408	Comercial
1100409	Industrial
1100410	Oficial
1100411	Alumbrado Público
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.

2. **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.
3. **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.
4. **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.
5. **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.
6. **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.
7. **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.
8. **Castigo de Cartera (\$):** Corresponde al gasto de cartera que se considera imposible de recuperar, cumpliendo con los procedimientos fiscales.
9. **Mes:** Corresponde al mes de reporte de la información de factura y recaudo del comercializador. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 26.

FORMULARIO FC2. Patrimonio Técnico Transaccional - CROM

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

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 último día del mes siguiente a la finalización del mes de reporte.

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

Nota: El detalle de los conceptos financieros que aplican a cada empresa, serán descritos en forma detallada en el lineamiento de cargue del que trata la parte resolutiva del presente documento.

Para el cargue de este formulario deberán diligenciar las siguientes variables:

Nro	Campo
1	Concepto Financiero
2	Valor (\$)
3	Número Radicado

- 1. Concepto Financiero:** Concepto Financiero: Corresponde al nombre del concepto financiero a reportar por la empresa.
- 2. Valor (\$):** Valor en pesos que se genera por el concepto.
- 3. Número Radicado:** Corresponde al número de radicado asignado por el sistema de gestión documental de la SSPD al documento en medio magnético que contiene los lineamientos con sus respectivos cálculos que conforman el patrimonio técnico transaccional para un periodo determinado.

FORMATO FC3. Concurso Económico

Tipo de cargo: 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 atienda 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.
- 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.
- Liquidación del Concurso Económico:** Corresponde a la liquidación efectuada por el municipio a la empresa prestadora del servicio, independiente de que exista o no dicha liquidación. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 57. 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. Si la respuesta en el campo “Liquidación del Concurso Económico” es “NO Existió la Liquidación”, el pago aporte debe ser “NO”. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 58. Aporte Concurso Económico

Código	Tipo de Garantía
1	Existió aporte
2	No existió aporte

- Motivo No Pago:** Corresponde a la descripción por la cual se presenta el no pago de la liquidación de aportes al concurso económico. Si en el campo “Pago Aporte Concurso Económico” se indicó “No Existió aporte”, debe registrar uno de los ítems de la lista de valores admisibles de la Tabla 59 Motivo No Pago.

Si en el campo “Pago Aporte Concurso Económico” se indicó “Existió aporte”, este campo no debe ser diligenciado (vacío). Los valores admisibles en este campo son:

Tabla 59. 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 los establecido en el artículo 11 de la Ley 505 de 1999 reglamentado por el Decreto 0007 de 2010, para la vigencia correspondiente.

Si en el campo “Pago Aporte Concurso Económico” se indicó “No Existió aporte”, este campo no debe ser diligenciado (vacío)

Si en el campo “Pago Aporte Concurso Económico” se indicó “Existió aporte”, debe diligenciar el valor (\$) correspondiente al valor del aporte.

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.

Si en el campo “Pago Aporte Concurso Económico” se indicó “Existió aporte”, debe diligenciar una fecha, la cual no debe ser superior al periodo de cargue

Si en el campo “Pago Aporte Concurso Económico” se indicó “No Existió aporte”, este campo no debe ser diligenciado.

Soporte: Paz y Salvo. Corresponde a un archivo PDF que se debe cargar siempre y cuando los campos "Liquidación del Concurso Económico" = 1 y "Pago Aporte Concurso Económico" = 1. Dicho soporte, al ser un cargue masivo, debe acompañarse por un (1) archivo PDF que contenga los paz y salvos y/o recursos según sea el caso.

Lo anterior, se entenderá como documento oficial siempre y cuando contenga firma y sello que avalen la transacción de pago para cada Administración Municipal.

Soporte: Recurso sobre la Liquidación. Corresponde a un archivo PDF que se debe cargar siempre y cuando los campos "Liquidación del Concurso Económico" = 1 y "Pago Aporte Concurso Económico" es igual 2, este archivo debe contener un documento soporte que justifique las razones por las cuales no realizó el aporte. Lo anterior, se entenderá como documento oficial siempre y cuando contenga el sello de recibido de la Administración Municipal.

FORMULARIO FC4. Conceptos Financieros

Tipo de cargo: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Trimestral.

Dato a reportar: Trimestral Vencido. Reportando la información de balance con cierre a 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre, respecto a información de resultados se efectuará desde el 1 de enero hasta la fecha indicada del trimestre de reporte.

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

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

Descripción: Este formulario corresponde al reporte de las variables necesarias para el cálculo de los indicadores financieros establecidos en la Resolución CREG 072 de 2002, modificada por la Resolución CREG 034 de 2004 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

A partir de la última clasificación NIIF presentada por el prestador, se habilitará este formulario con las variables correspondientes a dicha clasificación (Grupo)

Los conceptos financieros que se visualizan en el Formulario FC4 corresponderán a la clasificación de cada prestador según normas NIIF. Tenga en cuenta que estos conceptos son dinámicos, lo que significa que pueden cambiar, pero se mantiene la obligatoriedad del prestador en el reporte de la información que sea solicitada.

Nro	Campo
1	Concepto Financiero
2	Valor (\$)

- 1. Concepto Financiero:** Corresponde al nombre del concepto financiero a reportar según la clasificación NIIF del prestador.
- 2. Valor (\$):** Valor en pesos con corte al periodo acumulado del 01 de enero hasta fecha en la que se genere el reporte del concepto.

Nota: El detalle de los conceptos financieros que aplican a cada grupo, serán descritos en forma detallada en el lineamiento de cargo del que trata la parte resolutiva del presente documento.

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 ingresos por parte de la CREG.

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

Descripción: Este formato captura los códigos de circuitos, transformadores 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
3	ID Mercado

- Código SUI:** Corresponde a los códigos de circuitos y transformadores 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, asociado a los activos o unidades constructivas que se venían reportando en el SUI.
- 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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	Cuantos Relés 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

El código registrado en este campo, debe ser registrado en el formato BRA7. Información General de Circuitos en el Campo IUL y su estado debe ser en “Operación”

- Voltaje Nominal (kV):** Corresponde al voltaje de operación del circuito o línea.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- 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 60. 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

- Cuantos Relés Tiene:** Hace referencia al número de elementos de protección y maniobra telecontrolados y/o telemedidos con los cuales cuenta el alimentador, incluyendo los relés en la cabecera del circuito. Cuando en el Relé Telecontrolado el registro es “Existen relé de operación remota en la cabecera del circuito”, este campo debe contener el número de relés, de lo contrario, este campo debe ser vacío.
- Alimentador Radial:** Hace referencia a si el circuito o línea es radial o no. Un circuito o línea es radial cuando este posee una sola fuente de alimentación que

atiende toda la carga del circuito. Se diligencia 1 en el caso que sea radial o un 2 en el caso contrario. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 61. 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 62. 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: Coordenadas 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: Coordenadas 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: Corresponde al porcentaje de costo total del circuito que es propiedad del operador de red. Valor decimal entre 0 y 1. Para el cálculo del porcentaje, se debe usar el costo de las unidades constructivas que conforman el circuito, para diligenciar este campo no debe usarse la convención de la Tabla 6.

FORMATO TT2. 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 (S/N)
6	Tipo de Subestación
7	Longitud
8	Latitud
9	Altitud
10	Estado
11	Fecha Estado
12	Resolución metodología

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

El campo Código de transformador debe estar registrado en el formato BRA 11. Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Después de 015, en el campo IUA (aplica para los que son después de 015.)

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 8.

- 3. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

- 4. Capacidad del Transformador (KVA):** Corresponde a la capacidad del respectivo transformador de distribución especificada en KVA.

- 5. Propiedad (Si/No):** Hace referencia a si el transformador es propiedad del operador de red o no. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 25.

- 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 63. 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 a Prueba de Inundación
9	Subestaciones de Distribución Tipo Poste

7. **Longitud:** Coordenadas 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:** Coordenadas 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:** 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.
10. **Estado:** Corresponde al estado en el que se encuentra el transformador. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 64. Estado del Transformador

Código	Descripción
2	En Operación
3	Fuera de operación

En Operación: Se diligenciará este estado si el transformador se encuentra en operación, independientemente si está siendo remunerado mediante cargos por uso o no.

Fuera de Operación: Se diligenciará este estado si el transformador ha salido de operación.

El reporte de este Campo, solo aplica para los transformadores que cuenten con aprobación de ingresos en metodologías anteriores a la Resolución CREG 015 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Lo anterior, se debe a que para los transformadores que cuenten con aprobación de ingresos en la metodología CREG 015 y posteriores y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, el campo estado debe ser reportado con las condiciones del capítulo BRA de esta Resolución en el formato BRA11 y coincidir con su estado.

11. **Fecha Estado:** Corresponde a la fecha en que el transformador entró o salió de operación.

El reporte de este Campo, solo aplica para los transformadores que cuenten con aprobación de ingresos en metodologías anteriores a la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Lo anterior, se debe a que para los transformadores que cuenten con aprobación de ingresos en la metodología CREG 015 y posteriores, el campo estado debe ser reportado con las condiciones del capítulo BRA de esta Resolución en el formato BRA11.

12. **Resolución Metodología:** Corresponde al número de la resolución de la metodología de remuneración de la actividad de distribución con base en la cual el Operador de Red solicitó aprobación de cargos para este activo.

FORMATO TT3. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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
8	ID Mercado

1. **IUS:** Identificador único de la subestación donde se realizará el TRMS reportado. El campo IUS registrado en este formato, debe estar registrado en el Formato BRA1. Información General de subestaciones en el campo IUS.

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 están definidos en la Tabla 3.

3. **Código 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Este código deberá corresponder con los asignados a estos equipos en los formatos de inventario de transformadores y/o alimentadores.

Se aclara que para las empresas que vienen reportando la información bajo el esquema de la Res 8055, al momento de recibir la aprobación de ingresos, al mes siguiente debe reportar los códigos correspondientes a IUA e IUL en este campo.

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.

7. **Código del Proyecto:** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

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 y publicado en

la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 TT4. 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 último día del mes siguiente 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
1	ID Mercado
2	Nivel de Tensión
3	IRM (\$)
4	IRespaldo (\$)
5	IMunts (\$)
6	IReactiva (\$)
7	IInfraestructura (\$)

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- Nivel Tensión (NT):** Nivel de Tensión al que pertenecen los usuarios. Debe corresponder exactamente al nivel de los cargos por uso, STR o SDL, que se liquidan en la factura.
- IRM (\$):** Corresponde al ingreso anual por otros conceptos para el nivel de tensión registrado en el campo 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- IRespaldo (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de respaldo de red para el nivel de tensión registrado en el campo 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- IMunts (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de migración de usuarios a otros niveles de tensión de red para el nivel de tensión registrado en el campo 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- Si el campo 2 (Nivel de Tensión) es igual a 4, este campo debe venir vacío, de lo contrario debe venir un valor ≥ 0 .
- IReactiva (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto de transporte de energía reactiva en exceso para el nivel de tensión registrado en el campo 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- IInfraestructura (\$):** Corresponde al ingreso anual por concepto contratos de compartición de infraestructura para el nivel de tensión registrado en el campo 2, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

FORMATO TT5. 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 de los cuales la empresa se enteró durante el periodo de reporte, con o sin interrupción del servicio de energía eléctrica, que tengan como consecuencia la muerte, lesiones graves de personas (trabajadores y/o terceros) o afectación grave de inmuebles por incendio o explosión, 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 y es el resultado del proceso de investigación del accidente de origen eléctrico. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Fuente de Información	21	Tiempo de Vinculación
2	Observación Fuente de Información	22	Fecha de la Última Habilitación del Trabajador
3	Descripción General	23	Grado de Escolaridad
4	Fecha de Accidente	24	Observación Grado de Escolaridad
5	Hora	25	Tipo de Lesión
6	Código DANE	26	Observación Tipo de Lesión
7	Ubicación	27	Sección o Área de la Empresa
8	Dirección	28	Observación Sección o Área de la empresa
9	Sector subnormal	29	Método de Trabajo Utilizado durante el Accidente
10	Receptor de la Afectación	30	Nombre del Procedimiento Utilizado para el Desarrollo de la Labor
11	Observación Receptor de la Afectación	31	Nombre del Protocolo Utilizado para el Desarrollo de la Labor
12	Codificación del Reporte del Accidente de Trabajo ante la ARL o codificación suministrada por Medicina Legal	32	Origen del Accidente
13	Persona Accidentada	33	Observación Origen del Accidente
14	Sexo	34	Causa del Accidente
15	Edad	35	Observación Causa del Accidente
16	Tipo de Identificación	36	Medidas Tomadas
17	Observación Tipo de Identificación	37	Observación Medida Tomada
18	Número de Identificación	38	Aplicación del Procedimiento y/o Protocolo para el Desarrollo de la Labor
19	Vinculado a la Empresa	39	Actualización o elaboración del Procedimiento y/o Protocolo para el Desarrollo de la Labor
20	Tipo de Vinculación		

- 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 65. Fuente de Información

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

2. **Observación Fuente de Información:** En caso de que en el campo 1 se registre el valor admisible 8 “Otro”, se debe diligenciar la respectiva fuente de información; de lo contrario no se debe diligenciar
3. **Descripción General:** Relatar de forma general en qué consistió el accidente reportado donde, como mínimo, se indique si existen personas accidentadas, daños a la infraestructura, tipo de afectación, entre otros.
4. **Fecha de Accidente:** Corresponde a la fecha en la que ocurrió el accidente.
5. **Hora:** Hora en la que ocurrió el accidente, debe ser considerada en formato de hora militar.
6. **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: DDMMMC, donde "DD" es el código del departamento, "MM" corresponde al código del municipio y "CC" corresponde al centro poblado. Para los casos en los que no aplique el centro poblacional se debe diligenciar 000.
7. **Ubicación:** Se debe indicar si el accidente tuvo como ubicación una zona rural dispersa, sector urbano o centro poblado. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 9.
8. **Dirección:** Corresponde a la descripción de la ubicación de ocurrencia del accidente con referencia a la nomenclatura asignada por las autoridades municipales en los casos en que sea posible. Los valores de referencia para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 10.
9. **Sector Subnormal:** Corresponde a sí el accidente ocurrió o no en un sector subnormal. Los valores de referencia para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 25.
10. **Receptor de la Afectación:** En este campo se debe indicar los receptores directos de la afectación causada por el accidente. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 66. Receptor de la Afectación

Código	Descripción
1	Persona(s)
2	Animal(es)
3	Inmueble(s) (siempre y cuando estos hayan sido gravemente afectados ya sea por un incendio o explosión)
4	Otros

Si se selecciona el valor admisible 2, 3 o 4, los campos 12 al 25 no se deben diligenciar.

11. **Observación Receptor de la Afectación:** En caso de que en el campo 10 se registre el valor admisible 4 “Otros”, se debe diligenciar el respectivo receptor de la afectación; de lo contrario no se debe diligenciar.
12. **Codificación del Reporte del Accidente de Trabajo ante la ARL o codificación suministrada por Medicina Legal:** Corresponde al código del reporte informado por la ARL del accidente de trabajo, o el código suministrado por Medicina Legal del reporte del accidente del tercero (persona ajena a la empresa) teniendo en cuenta lo establecido en el numeral 9.5 del anexo técnico del RETIE. Dado el caso que la empresa no cuente con este código, el presente campo se diligenciará con valor cero (0).

13. Persona Accidentada: Corresponde al nombre completo de la persona accidentada.

14. Sexo: Corresponde al sexo de la persona accidentada. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 67. Sexo

Código	Descripción
1	Femenino
2	Masculino

15. Edad: Corresponde a la edad en número de años de la persona accidentada.

16. Tipo de Identificación: Corresponde al Código del tipo de identificación de la persona accidentada. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 68. Tipo de Identificación

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

17. Observación Tipo de Identificación: En caso de que en el campo 16 se registre el valor admisible 5 “Otro”, se debe diligenciar el respectivo tipo de identificación; de lo contrario no se debe diligenciar.

18. 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.

19. Vinculado a la Empresa: Se debe indicar si la persona accidentada es empleada de la empresa. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 69. Vinculación con la Empresa

Código	Descripción
1	La persona accidentada está vinculada a la empresa
2	La persona accidentada no está vinculada a la empresa

20. Tipo de Vinculación: Se debe indicar el tipo de relación contractual que tiene la persona accidentada con la empresa. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 70. Tipo de Vinculación

Código	Descripción
1	Planta
2	Contratista
3	Trabajador en Misión
4	Temporal
5	Aprendiz
6	No aplica

Nota 1: Se registrará el valor admisible 6 "No aplica" si la persona accidentada no tiene vinculación laboral con la Empresa, es decir, si en el campo 19 el valor admisible registrado es 2.

Nota 2: Se entiende por Trabajadores en misión que son aquellos que la Empresa de Servicios Temporales envía a las dependencias de sus usuarios a cumplir la tarea o servicio contratado por estos, lo anterior Conforme a lo establecido en el artículo 4 del Decreto 4369 de 2006.

21. Tiempo de Vinculación: Se debe indicar el tiempo, en meses, de vinculación de la persona accidentada con la empresa. Si en el campo 20 se registró el valor admisible 3 o 6, este campo debe ser igual a cero.

22. Fecha de la Última Habilitación del Trabajador: Corresponde a la fecha de la última habilitación obtenida por el trabajador que se encontraba realizando la labor al momento de la ocurrencia del accidente. Lo anterior, de acuerdo con el literal a) del artículo 8 de la Resolución 1348 de 2009 del Ministerio del Trabajo.

Si se registró el valor admisible 2 en el campo 19, este campo no se debe diligenciar.

23. Grado de Escolaridad: Se debe indicar el nivel de capacitación de la persona accidentada (aplica para trabajadores y/o terceros). Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 71. Grado de Escolaridad

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

Si el accidentado posee otro grado de escolaridad diferente a los indicados en los valores admisibles o no fue posible determinar esta información, se deberá registrar la aclaración correspondiente en el campo 24.

24. Observación Grado de Escolaridad: En caso de que en el campo 23 se registre el valor admisible 9 “Otro”, se debe diligenciar el respectivo grado de escolaridad; de lo contrario no se debe diligenciar.

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

Tabla 72. Tipo de Lesión

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

26. Observación Tipo de Lesión: En caso de que en el campo 25 se registre el valor admisible 9 “Otra”, se debe diligenciar el respectivo tipo de lesión; de lo contrario no se debe diligenciar.

27. 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 73. Sección o Área de la Empresa

Código	Descripción
1	Generación-Operación
2	Generación-Mantenimiento
3	Generación-Otro

Código	Descripción
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

28. Observación Sección o Área de la empresa: En caso de que en el campo 27 se registre cualquiera de los valores admisibles 3, 6, 9, 11 o 99, se debe diligenciar la respectiva sección o área de la empresa; de lo contrario no se debe diligenciar.

29. Método de Trabajo Utilizado Durante el Accidente: En caso de que el accidente haya ocurrido durante una maniobra a cargo de la empresa, en este campo se deberá reportar las condiciones bajo las cuales se estaba realizando el trabajo. Lo anterior teniendo en cuenta la Resolución 1348 de 2009 del Ministerio del Trabajo y la Resolución MME 90708 de 2013 – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

Tabla 74. Método de Trabajo Utilizado

Código	Descripción
1	Método de Trabajo Sin Tensión (Des-energizado)
2	Método de Trabajo Con Tensión (Energizado).
3	No Aplica

Nota: Si el accidente no ocurrió durante una maniobra a cargo de la empresa, se debe seleccionar el valor admisible 3.

30. Nombre del Procedimiento Utilizado para el Desarrollo de la Labor: Corresponde al nombre del procedimiento establecido por la empresa para el desarrollo de la labor con su respectiva versión. Este campo solo debe diligenciarse en caso de que el accidente sea originado durante la ejecución de alguna maniobra por parte de la empresa, en caso contrario o de no contar con el procedimiento, no diligenciar el campo.

31. Nombre del Protocolo Utilizado para el Desarrollo de la Labor: Corresponde al nombre del protocolo establecido por la empresa para el desarrollo de la labor con su respectiva versión. Este campo solo debe diligenciarse en caso de que el accidente sea originado durante la ejecución de alguna maniobra por parte de la empresa, en caso contrario o de no contar con el protocolo, no diligenciar el campo.

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

Tabla 75. 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 Sistema 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

Código	Descripción
14	Vientos Fuertes
15	Humedades
16	Fallas de Instalación
17	Fallas de Operación
18	Fallas de Mantenimiento
19	Fallas a Tierra
20	Falta de Conducto 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

33. Observación Origen del Accidente: En caso de que en el campo 32 se registre el valor admisible 30 “Otra”, se debe diligenciar el respectivo origen del accidente; de lo contrario no se debe diligenciar.

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

Tabla 76. 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

35. Observación Causa del Accidente: En caso de que en el campo 34 se registre el valor admisible 12 “Otra”, se debe diligenciar la respectiva causa del accidente; de lo contrario no se debe diligenciar.

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

Tabla 77. Medidas Tomadas

Código	Descripción
1	Eliminación
2	Sustitución
3	Control de Ingeniería
4	Controles Administrativos (Señalización, Demarcación etc)
5	Campañas de Divulgación y Prevención
6	Otros

37. Observación Medida Tomada: En caso de que en el campo 36 se registre el valor admisible 6 “Otros”, se debe diligenciar la respectiva medida tomada; de lo contrario no se debe diligenciar.

38. Aplicación del Procedimiento y/o Protocolo para el Desarrollo de la Labor: En caso de que el accidente haya ocurrido durante una maniobra a cargo de la empresa, indicar si se evidenciaron fallas en el procedimiento y/o protocolo utilizado para el desarrollo de la labor y/o Falta al mismo por parte del trabajador en la ejecución, con base en la investigación de las causas. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 78. Aplicación del Procedimiento y/o Protocolo

Código	Descripción
1	Falla de desarrollo del Procedimiento y/o Protocolo
2	Falta al Procedimiento y/o Protocolo por parte del trabajador en la ejecución
3	Falla de desarrollo y Falta al Procedimiento y/o Protocolo por parte del trabajador en la ejecución
4	No se presentó fallas de desarrollo del Procedimiento y/o Protocolo ni Falta al Procedimiento y/o Protocolo por parte del trabajador en la ejecución
5	No Aplica

Nota: Si el accidente no ocurrió durante una maniobra a cargo de la empresa, se debe seleccionar el valor admisible 5.

39. Actualización o elaboración del Procedimiento y/o Protocolo para el Desarrollo de la Labor: Una vez determinado si el accidente fue producto de una falla de desarrollo del protocolo y/o procedimiento o una falta al mismo, indicar si la empresa actualizó o elaboró un Procedimiento y/o Protocolo, con el fin de evitar futuros accidentes.

Tabla 79. Actualización o elaboración del Procedimiento y/o Protocolo

Código	Descripción
1	Actualización del Procedimiento y/o Protocolo
2	Elaboración del Procedimiento y/o Protocolo
3	No se actualizó ni elaboró Procedimiento y/o Protocolo
4	No Aplica

Nota: Si el accidente no ocurrió durante una maniobra a cargo de la empresa, se debe seleccionar el valor admisible 4.

FORMATO TT6. 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 EI1 “Encuesta de inventario”.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 7 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	Longitud de la Frontera
3	Latitud de la Frontera
4	Altitud de la Frontera
5	Tipo de Generación
6	Código DANE (Frontera)
7	Nombre de la Frontera
8	Tipo de Frontera
9	ID Comercializador Representante de Frontera
10	ID Comercializador Importador
11	ID Comercializador Exportador
12	Nivel de Tensión Punto Medida
13	Nivel de Tensión Entrada de Flujo
14	Nivel de Tensión Salida de Flujo

1. ID Frontera: Corresponde al número de identificación de la frontera comercial asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales.

2. Longitud de la Frontera: Coordenadas geográficas del sitio donde se encuentra la frontera 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 de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios.

3. Latitud de la Frontera: Coordenadas geográficas del sitio donde se encuentra la frontera 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 de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios.

4. Altitud de la Frontera: Corresponde a la información georeferenciada de la posición de ubicación de la frontera, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar.

Para el primer año de vigencia de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios.

5. 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 y Resoluciones que las modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo son los descritos en la Tabla 16.

6. Código DANE (Frontera): Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división

político-administrativa de Colombia. Con la siguiente estructura: DDMMMC, donde "DD" es el código del departamento, "MM" corresponde al código del municipio y "CC" corresponde al código del centro poblado. Para los casos en que no aplique el centro poblacional, se debe diligenciar 000.

7. Nombre de la Frontera: Corresponde al nombre que identifica la frontera comercial registrada por el comercializador ante el Administrador del sistema de intercambios comerciales.

8. Tipo de Frontera: Corresponde a la caracterización de la frontera. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 80. 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
8	Fronteras auxiliares de generación

9. ID Comercializador Representante de Frontera: Código asignado por la SSPD al comercializador, el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061, que se registra como representante de la frontera comercial ante el ASIC.

10. ID Comercializador Importador: Código asignado por la SSPD al comercializador, el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061, que se registra como agente importador en la frontera comercial ante el ASIC.

11. ID Comercializador Exportador: Código asignado por la SSPD al comercializador, el cual publica la Superintendencia en la página del SUI, en la columna "ID Empresa" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=mul_adm_061, que se registra como agente exportador en la frontera comercial ante el ASIC.

12. 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 4.

13. Nivel de Tensión Entrada de Flujo: Corresponde al nivel de tensión de la entrada de flujo de la frontera comercial registrada ante el ASIC. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 4.

14. Nivel de Tensión Salida de Flujo: Corresponde al nivel de tensión de la salida de flujo de la frontera comercial registrada ante el ASIC. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 4.

FORMATO TT7. Fronteras- Flujos de Energía Operación

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del Formato TT6. Fronteras- Flujos de Energía.

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 Importada kWh
3	Energía Activa Exportada kWh

- 1. ID Frontera:** Corresponde al número de identificación de la frontera comercial asignado por el Administrador del sistema de intercambios comerciales.
- 2. Energía Activa Importada kWh:** Corresponde a la cantidad de energía activa importada en la frontera comercial durante un periodo, referida al Nivel de Tensión que se encuentra.
- 3. Energía Activa Exportada kWh:** Corresponde a la cantidad de energía activa exportada en la frontera comercial durante un periodo, referida al Nivel de Tensión que se encuentra.

FORMATO TT8. Solicitud de Conexión

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual

Dato a reportar: Mensual Vencido

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del formulario EI1 “Encuesta de inventario”.

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

Descripción: Este formato captura la información correspondiente a las solicitudes de conexión realizadas el mes anterior al cargue de los operadores de red o transmisores nacionales de proyectos de generación, donde se especifican las características técnicas para su ejecución. En caso de no presentarse solicitudes de conexión, certificar como no aplica.

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código de Identificación del Proyecto	12	Punto de Conexión
2	Nombre Proyecto	13	Nombre del Punto de Conexión
3	NIT del Promotor /CC del Solicitante /NIU del Usuario	14	Nivel de tensión
4	Nombre o Razón Social del Promotor /Nombre del Solicitante	15	Altitud
5	Fecha de la Solicitud	16	Latitud
6	Tipo de Tecnología de Generación	17	Longitud
7	Clasificación de Generador	18	Fecha de Puesta en operación
8	Capacidad de Generación Instalada (MW)	19	Código DANE a nivel municipio
9	Capacidad de Generación Efectiva (MWh)	20	Estado del Proyecto
10	¿Ganador de una de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme?	21	Fecha asociada al estado del proyecto
11	Obligación de Energía en Firme (MWh)	22	Comentarios

1. 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.

2. 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.

3. 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.

Se debe diligenciar obligatoriamente la información del promotor del proyecto, el código NIU aplica para usuarios existentes o que modifican su conexión.

4. 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.

5. Fecha de la Solicitud: Fecha en la que fue presentada la solicitud.

6. 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 corresponden a los mencionados en la Tabla 16.

7. Clasificación de Generador: Corresponde a la clasificación que se asigna a un 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 nominal de los equipos de generación que estarían asociados al proyecto que se busca conectar al SIN. El valor deberá estar reportado en MW.
9. **Capacidad de Generación Real (MWh):** Capacidad efectiva de los equipos de generación que estarían asociados al proyecto que se busca conectar al SIN. El valor deberá estar reportado en MWh.
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 corresponden a los mencionados en la Tabla 25.
11. **Obligación 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.
12. **Punto de Conexión:** Corresponde al punto eléctrico al cual se conectará el proyecto. Para el caso de AGPE, GD, Autogeneración o Cogeneración será el código SUI del transformador al cual será conectado el proyecto. Para proyectos de generación este campo corresponderá al código IUS del formato BRA1. En caso de que no se cuente aún con la aprobación de ingresos para el transportador, y por ende no se cuente con dicho código para la subestación asociada, se debe colocar NA.
13. **Nombre del Punto de Conexión:** Corresponde al nombre de la subestación o punto eléctrico donde se conectará el proyecto. En caso de que el punto de conexión caso sea un transformador se deberá colocar el código SUI del mismo.
Para los proyectos que se conecten al nivel de tensión 1 el punto de conexión se debe nombrar de acuerdo al transformador al que se conecta. Para los proyectos que se conecten a un nivel de tensión superior al 1 se debe nombrar de acuerdo al circuito o subestación al cual se conecta.
14. **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 4.
15. **Altitud:** Corresponde a la información georreferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar.
16. **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.
17. **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.
18. **Fecha de Puesta en Operación:** Corresponde a la fecha estimada por el promotor para la puesta en servicio del proyecto.
19. **Código DANE a Nivel Municipio:** Nombre del municipio donde estaría ubicado el proyecto de generación que se pretende conectar al SIN.
20. **Estado del Proyecto:** Cual es el estado actual del proyecto. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 82. Estado de Solicitud de Conexión

Código	Descripción
1	Solicitud de Información.
2	Elaboración de Estudio de Conexión
3	Revisión Estudio de Conexión
4	Ajustes al Estudio de Conexión
5	Concepto Favorable por parte del Transportador
6	Remisión del estudio a la UPME por parte del Transportador
7	Concepto Negatorio por Parte del Transportador
8	Revisión por Parte de la UPME
9	Solicitud de Ajustes por Parte de la UPME
10	Concepto Favorable UPME
11	Concepto Negatorio UPME
12	Firma Contrato de Conexión
13	Contrato Firmado
14	Solicitud de Conexión Cancelada

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.

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.

Remisión del estudio a la UPME por Parte del Transportador: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

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.

Contrato firmado: Corresponde al estado en el cual promotor y Transportador han firmado el contrato de conexión.

Solicitud de conexión cancelada: Corresponde al estado en el cual el promotor del proyecto decidió desistir de la ejecución del proyecto o bien cuando transcurridos seis meses posteriores a la respuesta del transportador a la solicitud de conexión que no fue

aprobada, el cliente o promotor del proyecto no presentó nuevamente la solicitud de conexión corregida para aprobación.

21. 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.

22. Comentarios: Espacio alfanumérico de hasta 500 caracteres en el que se podrán ingresar anotaciones especiales del proyecto que se relaciona.

FORMATO TT9. Ajuste Eventos

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 segundo (2) día hábil 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. En este formato se validará que se reporten únicamente eventos para modificar o eliminar cuya fecha de finalización se encuentre dentro del mes de reporte.

Nro	Campo
1	ID Mercado
2	Código Evento
3	Fecha Inicial y Hora
4	Código Elemento Afectado
5	Tipo
6	Ajuste

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>
- Código Evento:** Corresponde al código del evento reportado por el agente en el reporte diario de eventos al LAC.
- Fecha Inicial y Hora:** 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 83. *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 84. *Ajuste-Elemento que Hace Parte del Evento*

Código	Descripción
1	Adicionar
2	Modificar
3	Eliminar

Nota: Soporte Informe de Ajuste de Eventos: Corresponde al documento PDF del informe de ajuste de eventos correspondiente al periodo reportado.

FORMATO TT10. Plan de Gestión de Riesgo

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual - Eventual.

Dato a reportar: Anual.

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

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

Descripción: Este formato captura la información del Plan de Gestión del Riesgo de la empresa, con el fin de obtener la información con que cuentan los prestadores para dar cumplimiento al Decreto Ley 2157 de 2017.

El presente formato recopilará parte de la información con la que deben contar las empresas en cumplimiento al Decreto Ley 2157 de 2017 y debe actualizarse como mínimo una vez al año, dejando abierta la posibilidad de solicitar la habilitación del formato en un periodo menor, dado que el "Plan de Gestión de Riesgo" presente modificaciones.

Los Generadores deberán reportar la información correspondiente a plantas despachadas centralmente, y su sede administrativa principal, siempre y cuando desde esta última se cuente con un centro de control de la operación de dichas plantas.

Los Operadores de Red deberán reportar la información correspondiente a los activos del mayor nivel de tensión que operen (subestaciones, líneas, centros de control y demás activos no eléctricos vulnerables) y su sede administrativa principal, siempre y cuando desde esta última se cuente con un centro de control de la operación de dichos activos.

Los Transmisores deberán reportar la información correspondiente a todos los activos que operen (subestaciones, líneas, centros de control y demás activos no eléctricos vulnerables) y su sede administrativa principal, siempre y cuando desde esta última se cuente con un centro de control de la operación de dichos activos.

Los Comercializadores deberán reportar la información correspondiente a la sede en la cual se encuentra el centro de gestión de medida, y los puntos de atención principales ubicados en cada una de las ciudades capitales.

El Administrador del Mercado deberá reportar la información correspondiente a las sedes en las cuales cuenta con infraestructura para la administración y operación del mercado

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

Nro.	Campo	Nro.	Campo
1	Actividad o Proceso	20	Consecuencias de Lesión o muerte de Personas
2	Sistema Vulnerable	21	Consecuencias de Daños físicos en la propia infraestructura o algunos de sus componentes
3	Observación Sistema Vulnerable	22	Consecuencias Daños en equipamientos comunitarios y/u otro tipo de infraestructura
4	Nombre de la Infraestructura	23	Consecuencias de daños o deterioro en el medio ambiente
5	Altitud	24	Consecuencias de Pérdidas Económicas
6	Longitud	25	Consecuencias Suspensión de la prestación del Servicio
7	Latitud	26	Tipo de Metodología utilizada para valoración del Riesgo
8	Departamento	27	Calificación – Valoración del Riesgo
9	Municipio	28	Sistema de Monitoreo
10	Año de Construcción	29	Tipo de Monitoreo
11	Acciones de Mejora	30	Tipo de Medidas de Intervención para manejo del Riesgo
12	Tipo de Acción	31	Procedimiento
13	Observación Tipo de Acción	32	ID Proyecto de Inversión
14	Fecha de Acción de Mejora	33	Plan de Emergencia y Contingencia PEC
15	Origen de la Amenaza	34	Fecha de la última actualización del PEC

Nro.	Campo
16	Fuente de la Amenaza
17	Amenaza
18	Observación Amenaza
19	Amenaza Potencial o Real

Nro.	Campo
35	Protección Financiera
36	Recursos Financieros Asignados (\$)
37	Nro Radicado

- Actividad o Proceso:** Corresponde al nombre de la infraestructura expuesta analizada como elemento vulnerable. Los valores admisibles para este campo son los de la Tabla 30.
- Sistema Vulnerable:** Corresponde al tipo de infraestructura expuesta analizada como elemento vulnerable. (Entendiendo como vulnerable todos los elementos expuestos de infraestructura que por su localización pueden ser afectados por la manifestación de una amenaza). Los valores admisibles para este campo son los de la Tabla 85 Sistema Vulnerable:

Tabla 85. Sistema Vulnerable

Código	Descripción
1	Central de Generación Hidráulica
2	Central de Generación Térmica
3	Central de Generación Solar
4	Central de Generación Eólica
5	Subestación Eléctrica
6	Línea de Transmisión
7	Línea de Distribución
8	Oficina de Atención al cliente
9	Centro de Control
10	Instalaciones Administrativas
11	Centro de Gestión de Medida
12	Otros ¿Cuál?

- Observación Sistema Vulnerable:** En caso de que en el campo 2 se registre el valor admisible 12 “Otros ¿Cuál?”, se debe diligenciar con el tipo de infraestructura vulnerable; de lo contrario no debe diligenciar.
- Nombre de la Infraestructura:** Corresponde al nombre con el cual la empresa identifica la infraestructura.
- Altitud:** Corresponde a la información georreferenciada de la posición del elemento vulnerable, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar. Este campo no aplica para los valores admisibles 6 y 7 de la Tabla 85 “Sistema Vulnerable”, correspondientes a Líneas de Transmisión y Distribución por lo que no se debe diligenciar.
- Longitud:** Corresponde a las coordenadas geográficas del sitio donde se encuentra el elemento vulnerable correspondiente a la longitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Este campo no aplica para los valores admisibles 6 y 7 de la Tabla 85 “Sistema Vulnerable”, correspondientes a Líneas de Transmisión y Distribución por lo que no se debe diligenciar.
- Latitud:** Corresponde a las coordenadas geográficas del sitio donde se encuentra el elemento vulnerable correspondiente a la latitud en grados decimales en el sistema de referencia MAGNA- SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Este campo no aplica para los valores admisibles 6 y 7 de la Tabla 85 “Sistema Vulnerable”, correspondientes a Líneas de Transmisión y Distribución por lo que no se debe diligenciar.

8. Departamento: Corresponde al código dado al departamento con base en la codificación dada por el DANE a la división político- administrativa de Colombia (Código DIVIPOLA), Para el caso de Líneas de Transmisión y Distribución donde se cuenta con el mayor porcentaje de la red.

9. Municipio: Corresponde al código dado al municipio con base en la codificación dada por el DANE a la división político- administrativa de Colombia (Código DIVIPOLA), (Para el caso de Líneas de Transmisión y Distribución donde se cuenta con el mayor porcentaje de la red).

10. Año de Construcción: Corresponde al año final de construcción e inicio de operaciones de la infraestructura.

11. Acciones de Mejora: Indicar si a la infraestructura le realizaron algún tipo de mejora durante el último año. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

12. Tipo de Acción: Corresponde al tipo de acción de mejora realizada al elemento vulnerable, los valores admisibles para este campo son:

Tabla 86. Tipo de Acción

Código	Descripción
1	Ampliación
2	Reforzamiento Estructural
3	Tratamiento de terreno
4	Dragado
5	Reposición
6	Apantallamiento
7	Instalación de Sistema de Detección y/o Extinción de Incendios
8	Adecuación SISO
9	Insonorización
10	Construcción muro contra incendios y/o explosiones
11	Corrección distancias de seguridad
12	Corrección corredor de Servidumbre
13	Repotenciación
14	Remodelación
15	Mejora Sistema de Puesta a tierra
16	Acondicionamiento foso antiderrames (aceites)
17	Otros ¿Cuál?
18	No Aplica

13. Observación Tipo de Acción: En caso de que en el Tipo de Acción se registre el valor admisible 17 “Otros ¿Cuál?”, se debe diligenciar la acción de mejora realizada en este campo, de lo contrario no diligenciar este campo.

14. Fecha de Acción de Mejora: Corresponde a la fecha en la que se finalizaron las labores de intervención.

15. Origen de la Amenaza: Corresponde a la identificación del Tipo de origen de la Amenaza. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 87. Origen de la Amenaza

Código	Descripción
1	Natural (Tienen su origen en fenómenos Naturales)
2	Antrópica (Tienen su origen en acciones humanas)

16. Fuente de la Amenaza: Corresponde a las fuentes internas (dependientes de él y controlados por la organización) y fuentes externas (no dependientes ni controlados por la organización) que puedan generar una alteración en las condiciones normales de funcionamiento; es importante tener en cuenta que se debe diligenciar un registro por cada fuente de amenaza y realizar el correspondiente análisis.

Si se registró el valor admisible 1 “Natural” en el campo 15, los valores admisibles para este campo serán los códigos del 57 al 63 de la Tabla 88. Fuente – Factor de Riesgo.

Si se registró el valor admisible 2 “Antrópica” en el campo 15, los valores admisibles para el campo serán los códigos del 1 al 56 de la Tabla 88. Fuente – Factor de Riesgo.

Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 88. Fuente – Factor de Riesgo

Código	Descripción
1	Materiales Utilizados: - Materias Primas y auxiliares (tenga en cuenta que pueden presentarse: Reacciones Químicas Violentas, Desprendimiento de gases o vapores, Contaminación de las sustancias, Incompatibilidad entre sustancias)
2	Materiales Utilizados: - Productos (tenga en cuenta que pueden presentarse: Reacciones Químicas Violentas, Desprendimiento de gases o vapores, Contaminación de las sustancias, Incompatibilidad entre sustancias)
3	Materiales Utilizados: - Subproductos (tenga en cuenta que pueden presentarse: Reacciones Químicas Violentas, Desprendimiento de gases o vapores, Contaminación de las sustancias, Incompatibilidad entre sustancias)
4	Materiales Utilizados: - Residuos (tenga en cuenta que pueden presentarse: Reacciones Químicas Violentas, Desprendimiento de gases o vapores, Contaminación de las sustancias, Incompatibilidad entre sustancias)
5	Almacenamiento: Estado físico de sustancias almacenadas.
6	Almacenamiento: Sistema de contención.
7	Almacenamiento: Tipo de recipientes utilizados
8	Almacenamiento: Estanqueidad de sistemas de manejo.
9	Almacenamiento: Presencia de sustancias incompatibles.
10	Almacenamiento: Controles de carga/descarga/trasiego.
11	Almacenamiento: Condiciones ambientales de operación.
12	Gestión de instalaciones y actividades: Competencia del personal (Incluye habilitación del personal)
13	Gestión de instalaciones y actividades: Homologación de equipos y materiales.
14	Gestión de instalaciones y actividades: Requisitos Legales.
15	Gestión de instalaciones y actividades: Mantenimiento y limpieza.
16	Gestión de instalaciones y actividades: Organización del trabajo.
17	Gestión de instalaciones y actividades: Condiciones Laborales. (EPP. Medidas de Control (Fuente, Medio, Individuo), Procesos y Procedimientos, Mediciones Ambientales)
18	Gestión de instalaciones y actividades: Comunicación Interna.
19	Gestión de emisiones atmosféricas: Inventario, caudal y composición de emisiones.
20	Gestión de emisiones atmosféricas: Operación de sistemas de control de emisiones.
21	Gestión de emisiones atmosféricas: Niveles de inmisión, modelos de dispersión.
22	Gestión de emisiones sonoras, lumínicas, de olores y/o radiaciones electromagnéticas: Cumplimiento de legislación aplicable.
23	Gestión de agua: Caudal y calidad de Aguas de proceso.
24	Gestión de agua: Caudal y calidad de Aguas residuales industriales.
25	Gestión de agua: Caudal y calidad de Aguas pluviales limpias.
26	Gestión de agua: Caudal y calidad de Aguas pluviales contaminadas.
27	Gestión de agua: Caudal y calidad de Aguas residuales domésticas.
28	Gestión de agua: Operación de sistemas de tratamiento de Aguas de consumo industrial.
29	Gestión de agua: Operación de sistemas de tratamiento de Aguas de consumo doméstico.
30	Gestión de agua: Operación de sistemas de tratamiento de Aguas residuales

Código	Descripción
	industriales.
31	Gestión de agua: Operación de sistemas de tratamiento de Aguas residuales domésticas.
32	Gestión de vertimientos de aguas residuales: Caudal y calidad del vertimiento.
33	Gestión de vertimientos de aguas residuales: Control de calidad del vertimiento.
34	Gestión de vertimientos de aguas residuales: Uso y/o retención de agua lluvia.
35	Gestión de vertimientos de aguas residuales: Reúso del agua residual tratada.
36	Gestión de vertimientos de aguas residuales: Estado de red de alcantarillado y planta depuradora.
37	Gestión de residuos sólidos Producción y composición de Residuos sólidos ordinarios.
38	Gestión de residuos sólidos Producción y composición de Residuos peligrosos (RESPEL).
39	Gestión de residuos sólidos Producción y composición de Residuos de construcción.
40	Gestión de residuos sólidos: Sistema de recolección y disposición de residuos ordinarios.
41	Gestión de residuos sólidos: Sistema de recolección, segregación, almacenamiento y transferencia (o tratamiento) de RESPEL.
42	Gestión de residuos sólidos Registro de generación y entrega de RESPEL a gestor autorizado.
43	Gestión de procesos: Manejo de sustancias peligrosas.
44	Gestión de procesos: Operación inadecuada de equipos e instalaciones (calderas, sistemas de refrigeración, agua de proceso, vapor de agua, aire comprimido, gases, electricidad, suministro de combustibles, sistemas de regulación y medida).
45	Gestión de procesos: Malfuncionamiento de equipos y componentes.
46	Gestión de procesos: Efectos de accidentes en monte y desmonte equipos y componentes.
47	Gestión de procesos: Fallas en mecanismos de prevención o protección.
48	Gestión de procesos: Cambios en variables dinámicas del proceso.
49	Gestión de procesos: Efectos de errores humanos de operación.
50	Gestión de Suelos: Uso actual del suelo.
51	Gestión de Suelos: Usos anteriores del suelo.
52	Gestión de Suelos: Posibles escapes de instalaciones o almacenamientos enterrados.
53	Gestión de Suelos: Estudios realizados de contaminación del suelo.
54	Entorno socioeconómico: Conflictos sociales: guerras, guerrillas, bandas criminales.
55	Entorno socioeconómico: Tecnología: calidad de instalaciones e infraestructuras, uso de productos químicos, calidad de equipos y materiales, obras de defensa, organización espacial de sistemas de producción.
56	Entorno socioeconómico: Modo de vida: alcoholismo, drogadicción, otros.
57	Clima: intensidad de las lluvias, régimen de lluvias, temperaturas extremas, fuerza y dirección del viento.
58	Hidrología: crecidas y/o niveles máximos de los ríos o lagos, caudales y/o niveles de estiaje, mareas.
59	Geomorfología: naturaleza y espesor de formaciones superficiales, pendiente, intensidad de las lluvias, días seguidos con lluvia.
60	Geología: Sacudimiento del terreno, Fallamiento en superficie, Deslizamientos y licuefacción, Avalanchas de roca, Flujos rápidos del suelo, Caídas de roca, Tsunamis
61	Volcánicas: Erupciones Volcánicas, Caída de tefra-ceniza y proyectiles balísticos, Fenómenos piroclásticos(roca ígnea volcánica), Lanares (flujos de lodo) e inundaciones, Flujos de lava y domos, Gases venenosos
62	Vegetación: Tipo de formación vegetal(pastos, bosques, rastrojos, cultivos, etc.), régimen de lluvias, número de días seguido sin lluvia, temperaturas máximas.
63	Biodiversidad: Biodiversidad florística y/o faunística, intensidad de las lluvias, régimen de lluvias, número de días seguidos sin lluvia, temperaturas extremas, fuerza del viento (tormentas).

17. Amenaza: Indicar la amenaza identificada teniendo en cuenta que corresponde al peligro latente de un evento físico de origen natural, o causado, o inducido por la acción humana de manera accidental, que se presente con una severidad suficiente para causar pérdida de vidas, lesiones u otros impactos en la salud, así como también daños y pérdidas en los bienes, la infraestructura, los medios de sustento, la prestación de

servicios y los recursos ambientales; es importante tener en cuenta que se debe diligenciar un registro por cada amenaza y realizar el correspondiente análisis.

Si se registró el valor admisible 1 “Natural” en el campo 15, los valores admisibles para este campo serán los códigos del 1 al 18 de la Tabla 89. Amenaza.

Si se registró el valor admisible 2 “Antrópica” en el campo 15, los valores admisibles para el campo serán los códigos del 19 al 37 de la Tabla 89. Amenaza.

Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 89. Amenaza

Código	Descripción	Código	Descripción
1	Sismo	19	Descarga eléctrica
2	Tsunami	20	Incendio
3	Movimientos en masa: caída de rocas, flujo de lodos, deslizamiento, erosión, solifluxión.	21	Fugas
4	Volcánica: piroclástos, ceniza, lapilli, flujos de lava, laharas, entre otros	22	Derrames
5	Inundación	23	Explosiones
6	Avenida torrencial	24	Fallas estructurales
7	Mar de leva	25	Deterioro estructural
8	Marejada	26	Colapso estructural
9	Erosión costera	27	Accidentes de transito
10	Sequía	28	Contaminación atmosférica
11	Vendaval	29	Contaminación hídrica (superficial y subterránea)
12	Huracán	30	Contaminación auditiva
13	Ciclón tropical	31	Contaminación lumínica
14	Granizada	32	Contaminación electromagnética
15	Heladas	33	Contaminación del suelo
16	Ceráunica (Tormenta eléctrica)	34	Ruptura de presas
17	Incendio de la cobertura vegetal	35	Aglomeración de personas
18	Otra	36	Colapso estructural
		37	Otra

18. Observación Amenazas: En caso de que la amenaza sea “Otra”, valores admisibles 18 o 37, se debe diligenciar la amenaza en este campo, esta condición es obligatoria; de lo contrario dejar vacío.

19. Amenaza Potencial o Real: Corresponde a identificar si la amenaza es Real (Existen condiciones presentes que generan que la amenaza esté presente) o Potencial (Se pueden desarrollar las condiciones para generar la amenaza). Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 90. Amenaza Potencial o Real

Código	Descripción
1	Real
2	Potencial

20. Consecuencias de Lesión o muerte de personas: Corresponde a indicar si la amenaza analizada puede generar un resultado, en términos de daño (pérdida (lesión o muerte) causada a la integridad de las personas) debido a la materialización del riesgo analizado. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

21. Consecuencias de Daños físicos en la propia infraestructura o algunos de sus componentes: Corresponde a indicar si la amenaza analizada puede generar daño - pérdidas causada a la infraestructura o actividades - debido a la materialización del riesgo analizado. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

22. Consecuencias Daños en equipamientos comunitarios y/u otro tipo de infraestructura: Corresponde al resultado, en términos de daño (pérdida causada a la integridad de las personas, a la infraestructura actividades o actividades de la comunidad) debido a la materialización de un riesgo. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

23. Consecuencias de daños o deterioro en el medio ambiente: Corresponde a indicar si la amenaza analizada puede generar daño o deterioro al medio ambiente debido a la materialización de un riesgo. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

24. Consecuencias de Pérdidas Económicas: Corresponde a indicar si la amenaza analizada puede generar pérdidas económicas a la empresa. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

25. Consecuencias Suspensión de la prestación del Servicio: Corresponde a indicar si la amenaza analizada puede generar suspensión en la prestación del servicio. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

26. Tipo de Metodología utilizada para valoración del Riesgo: Corresponde a indicar cuál fue la metodología utilizada para la valoración del riesgo que incluye la identificación, análisis y evaluación. De acuerdo con lo indicado en el numeral 1.2. Análisis del Riesgo, del artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 de 2017, el cual indica:

“(...) Para realizar el análisis del riesgo se pueden utilizar métodos cualitativos, cuantitativos o semicuantitativos, cuyo grado de detalle requerido dependerá de la aplicación particular, la disposición de datos confiables de las necesidades para la toma de decisión de la entidad (NTC-ISO 31000:2009) (...)”

Por lo cual, de acuerdo a los 32 métodos-herramientas de evaluación del riesgo, presentados en la NTC 31010 de 2013, solo 14 métodos permiten la identificación y la GTC 45 Guía para la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos en seguridad y salud ocupacional y evaluación del riesgo, así como el análisis de consecuencia, probabilidad y nivel de riesgo. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 91.

Tabla 91. Tipo Metodología Valoración del Riesgo

Código	Descripción
1	Estudios de peligro y operatividad (EPO) HAZOP)
2	Valoración del riesgo Ambiental
3	¿Estructura “Que pasaría si?” (EQPS (SWIFT))
4	Análisis de escenario
5	Análisis del impacto en el negocio
6	Análisis de modo y efecto de falla (EMEF)
7	Análisis de causas y consecuencias
8	Análisis de confiabilidad humana
9	Mantenimiento enfocado en la confiabilidad
10	Curvas FN
11	Índices de Riesgo
12	Matriz Consecuencia y probabilidad
13	Análisis de costos y beneficio

Código	Descripción
14	Ánalisis de decisión por criterios múltiples (ADCM (MCDA))
15	GTC 45 Guía para la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos en seguridad y salud ocupacional

27. Calificación – Valoración del Riesgo: Corresponde al resultado del criterio de evaluación, según la aplicación de la metodología de valoración del riesgo y la escala de valoración. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 92. Calificación – Valoración del Riesgo

Código	Descripción
1	Nivel I. Riesgo Bajo
2	Nivel II. Riesgo Moderado
3	Nivel III. Alto Riesgo
4	Nivel IV. Riesgo Extremo.

Nota: Las medidas tomadas deberían reflejar las necesidades y naturaleza de la organización y actividades bajo estudio. Fuente: Tomado de la NTC 5254

28. Sistema de Monitoreo: Corresponde a indicar si el prestador cuenta o no con sistemas de monitoreo para realizar seguimiento al comportamiento en el tiempo de las amenazas. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 25.

29. Tipo de Monitoreo: Corresponde a la metodología de captura de información de los sistemas de monitoreo (propios, bajo convenio, consulta de información, entre otros) que posee el prestador para realizar seguimiento al comportamiento en el tiempo de las amenazas.

30. Tipo de Medidas de Intervención para manejo del Riesgo: Corresponde a la información de que tipo de medidas tiene la empresa planeadas o se están ejecutando para manejo del riesgo. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 93. Tipo de Medidas de Intervención Manejo del Riesgo

Código	Descripción
1	Eliminación
2	Sustitución
3	Control de Ingeniería
4	Controles Administrativos (Señalización, Demarcación, etc)

31. Procedimiento: Corresponde a la información del nombre y versión del documento ya sea protocolo o procedimiento planteado para disminuir o mitigar el riesgo.

32. ID Proyecto de Inversión: Corresponde al identificador del Proyecto de Inversión planteado para disminuir o mitigar el riesgo, el ID debe estar registrado en el formato TC5 Información de Ejecución de Proyectos de Inversión. Si el Plan de Gestión de Riesgo no tiene asociado un proyecto de inversión, este campo no se debe diligenciar.

33. Plan de Emergencia y Contingencia PEC: (Protocolo destinado a atender la emergencia) Corresponde al nombre del capítulo del plan de emergencia y contingencia destinado a indicar como se debe manejar el riesgo al presentarse

34. Fecha de la última actualización del PEC: Fecha de la última actualización del documento.

35. Protección Financiera: Indicar las medidas de protección financiera con las que cuenta la organización, todo seguido separado por guion medio (-).

36. Recursos Financieros Asignados (\$): Corresponde al monto total en pesos asignado por la empresa en el último año para realizar intervención del riesgo analizado.

37. Nro Radicado: Corresponde al número de radicado asignado por el sistema de gestión documental de la SSPD al documento en medio magnético que contiene los planes de

Gestión de Riesgo y de Contingencia, así como sus anexos y documentos soporte (Procedimientos, Manuales, Formatos, Formularios, Matrices, entre otros).

Nota: Recuerde que al ser el número de radicado obligatorio, se entiende que las empresas deberán remitir a la SSPD la información, previo a la certificación del formato.

FORMATO TT11. Cronograma de Ejecución Mensual TRMS

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

Fecha inicial para reporte: Desde el día 15 anterior al mes de reporte.

Fecha límite para reporte: Hasta 8 días antes de finalizar el mes anterior al mes de reporte.

Descripción: Este formato capture la información de los Trabajos de Reposición y Modernización en Subestaciones –TRMS, que se programan para cada mes del año, cuyas interrupciones podrán ser objeto de exclusión para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio en el SDL. Lo anterior, si el reporte se realiza mínimo 8 días hábiles antes del inicio del mes de ejecución real de las actividades, de acuerdo con lo dispuesto en el literal 2 del numeral n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

Para el cargue de este formulario deberán diligenciar las siguientes variables:

Nro	Campo
1	Actividad
2	Objetivo
3	Código Circuito o Transformador Afectado
4	Número Usuarios Afectados
5	Fecha y Hora Inicial
6	Fecha y Hora Final
7	Duración
8	Medio de publicación
9	Fecha de Publicación
10	Mes Proyección de Ejecución

- Actividad:** Corresponde a la actividad que se proyecta realizar para este periodo correspondiente al reporte. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 94. Actividad TRMS

Código	Descripción
1	Reposición
2	Modernización

- Objetivo:** Corresponde a la meta concreta y medible que se espera alcanzar con el desarrollo de la actividad proyectada a realizar para el periodo de tiempo correspondiente al reporte. Este objetivo debe estar relacionado con la actividad reportada.

- Código 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Este código deberá corresponder con los asignados a estos equipos en los formatos de inventario de transformadores y/o alimentadores.

Se aclara que para las empresas que vienen reportando la información bajo el esquema de la Res 8055, al momento de recibir la aprobación de ingresos, al mes siguiente debe reportar los códigos correspondientes a IUA e IUL en este campo.

- Número Usuarios Afectados:** Corresponde al número de usuarios que se prevé afectar por el desarrollo de la interrupción por TRMS.
- Fecha y Hora Inicial:** Se refiere a la fecha y hora a partir de la cual se tiene programado el inicio de la actividad que conlleva a la interrupción por TRMS.

6. **Fecha y Hora Final:** Se refiere a la fecha y hora de la finalización prevista para la actividad que conlleva a la interrupción por TRMS.
7. **Duración:** Corresponde al tiempo en horas transcurridas entre el inicio y el final programado de la actividad.
8. **Medio de publicación:** Nombre del medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada, donde la ESP publicó la información referente al desarrollo de la interrupción por TRMS.
9. **Fecha de Publicación:** Fecha de publicación de la actividad en el medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada, donde la ESP publicó la información referente al desarrollo de la interrupción por TRMS.
10. **Mes Proyección de Ejecución:** Corresponde al mes en el que se planea realizar la interrupción por TRMS.

FORMATO TT12. Ejecución Real Mensual TRMS

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 8 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Descripción: Este formato captura la información de la ejecución real reportada en el formato TT11. *Cronograma de Ejecución Mensual TRMS*, cuyas interrupciones podrán ser objeto de exclusión para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio en el SDL. Lo anterior, si el reporte se realiza máximo 3 días hábiles después del último día del mes en el que se finalicen los trabajos y con toda la información requerida en el reporte de ejecución real, de acuerdo con lo dispuesto en el literal 3 del numeral n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 y todas aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Para el cargue de este formulario deberán diligenciar las siguientes variables:

Nro	Campo
1	Actividad
2	Código Circuito o Transformador Afectado
3	Número Usuarios Afectados
4	Fecha y Hora Inicial
5	Fecha y Hora Final
6	Duración
7	Mes de Realización de la Ejecución
8	Número de Radicado.

1. **Actividad:** Corresponde a la actividad ejecutada para el periodo de tiempo correspondiente al reporte. Los valores admisibles de este campo correspondan los definidos en la Tabla 94.

2. **Código 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Este código deberá corresponder con los asignados a estos equipos en los formatos de inventario de transformadores y/o alimentadores.

Se aclara que para las empresas que vienen reportando la información bajo el esquema de la Res 8055, al momento de recibir la aprobación de ingresos, al mes siguiente debe reportar los códigos correspondientes a IUA e IUL en este campo.

3. **Número Usuarios Afectados:** Corresponde al número de usuarios realmente afectados por el desarrollo de la interrupción por TRMS.

4. **Fecha y Hora Inicial:** Se refiere a la fecha y hora real a partir de la cual se inició la actividad que ocasionó la interrupción por TRMS.

5. **Fecha y Hora Final:** Se refiere a la fecha y hora real de finalización para la actividad que ocasionó la interrupción por TRMS.

6. **Duración:** Corresponde al tiempo real en horas transcurridas entre el inicio y el final de la actividad que ocasionó la interrupción por TRMS.

7. **Mes de Realización de la Ejecución:** Corresponde al mes en el que se ejecutó la actividad que ocasionó la interrupción por TRMS.

8. **Número Radicado:** Corresponde al número de radicado asignado por el sistema de gestión documental de la SSPD al documento en medio magnético que contiene el registro fotográfico de las actividades desarrolladas dentro del TRMS, en los plazos establecidos por la regulación vigente.

Nota: Según lo establecido en el literal 3 del numeral n del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 y todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, los soportes y/o informe de ejecución del cronograma deberán ser radicados a más tardar el 3 día hábil del mes siguiente a la finalización del periodo.

CAPÍTULO PÉRDIDAS

FORMULARIO PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único. (mensual - demanda*)

Dato a reportar: Único.

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

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

* Mensual - demanda: Entendiéndose mensual el mes siguiente a la aprobación de ingresos, momento en el cual el operador de red deberá solicitar la habilitación de este formulario y realizar un solo cargue.

Nro	Campo
1	ID Mercado
2	Nombre Mercado
3	Cuenta con Resolución Particular de acuerdo a la Resolución CREG 172 de 2011

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- 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 95. 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 de 2011

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único (mensual - demanda*)

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del “Formulario PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011” opción “1”.

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos 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:

* Mensual - demanda: Entendiéndose mensual el mes siguiente a la aprobación de ingresos, momento en el cual el operador de red deberá solicitar la habilitación de este formulario y realizar un solo cargue.

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

- 1. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- 2. Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- 3. 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.
- 4. 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.
- 5. 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.
- 6. 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.

FORMULARIO PR3. Opción de Aplicar a Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015

Tipo de cargue: Fábrica Formulario.

Periodicidad: Cargue Único (mensual - demanda*)

Dato a reportar: Único.

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del "Formulario PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011" opción "2".

Fecha límite para reporte: Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan y el índice de pérdidas iniciales del nivel de tensión 1. Este formulario verificará bajo el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 si la empresa puede o no, optar a plan de reducción de pérdidas. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

* Mensual - demanda: Entendiéndose mensual el mes siguiente a la aprobación de ingresos, momento en el cual el operador de red deberá solicitar la habilitación de este formulario y realizar un solo cargue.

Nro	Campo
1	ID Mercado
2	Nombre Mercado
3	PT _{1,0}
4	P _{j,1}
5	Acto Administrativo P _{j,1}

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- P_{j,1}:** Corresponde al índice de pérdidas reconocido a la fecha de corte definida en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Máximo tres decimales, redondeado a la tercera cifra.
- Acto Administrativo P_{j,1}:** Corresponde al número del acto administrativo por el cual la comisión fijó las pérdidas reconocidas reportadas en el campo.

FORMULARIO PR4. Pérdidas Reconocidas con Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

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

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

Descripción: Este formulario 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	8	pad3
2	Nombre Mercado	9	pad4
3	pe1	10	Epad
4	pe2	11	Pd
5	pe3	12	FPI
6	pad1	13	Xr.j
7	pad2		

- 1. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- 2. Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- 3. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 4. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 5. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 6. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 7. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 8. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 9. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

10. E_{pad}: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

11. P_d: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

12. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

13. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

FORMULARIO PR5. Pérdidas Reconocidas sin Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Cargue Único (mensual - demanda*)

Dato a reportar: Único.

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

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

Descripción: Este formulario 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

* Mensual - demanda: Entendiéndose mensual el mes siguiente a la aprobación de ingresos, momento en el cual el operador de red deberá solicitar la habilitación de este formulario y realizar un solo cargue.

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

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

FORMULARIO PR6. Variables Adicionales Pérdidas

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual.

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

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

Descripción: Este formulario 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	Código Operador de Red	7	FDF3-2 (Factor de Distribución)
2	ID Mercado	8	FDF3-1 (Factor de Distribución)
3	pe4	9	FDF2-1 (Factor de Distribución)
4	FDF4-3 (Factor de Distribución)	10	EPR4
5	FDF4-2 (Factor de Distribución)	11	EPR3
6	FDF4-1 (Factor de Distribución)	12	EPR2

- 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
- 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
- FDF₄₋₃ (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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
- FDF₄₋₂ (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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
- FDF₄₋₁ (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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
- FDF₃₋₂ (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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.

8. **FDF₃₋₁ (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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
9. **FDF₂₋₁ (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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
10. **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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
11. **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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.
12. **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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.

FORMULARIO PR7. Seguimiento a Plan de Reducción de Pérdidas.

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

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

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

Descripción: Este formulario 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	¿Cuántos mercados por OR va a reportar?
2	Código Operador de Red
3	Mercado
4	IPT
5	Suspensión del Plan
6	Causales Suspensión
7	Cancelación del Plan
8	Causales Cancelación
9	INVNUCD
10	Tasa de Devolución INVNUCD
11	Modificó Metas

1. ¿Cuántos mercados por OR va a reportar?:

2. 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.

3. Mercado: Corresponde al código de Identificación del mercado de comercialización y su nombre y que se encuentra registrado en el SUI y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

4. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Se deberán utilizar los datos de la versión TXF del archivo correspondiente para su cálculo.

5. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, en caso contrario tomará un valor de 2. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 96. 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

6. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 97. 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 impreciso al SIC – literal c
4	No reporte medidas para determinar FDF – literal d

7. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, en caso contrario tomará un valor de 2. Los valores admisibles de este campo son:

Tabla 98. Cancelación del Plan

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

8. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 99. Causales de Cancelación

Código	Descripción
0	No se canceló el plan
1	Incumplimiento de metas durante dos períodos – 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

9. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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).

10. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

11. 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 100. 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
3	Operador de red no solicitó modificación de metas

FORMULARIO PR8. Índices Intermedios Cálculos de Pérdidas

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Mensual

Dato a reportar: Mes vencido

Fecha inicial para reporte: Desde la certificación del Formato TC2. Facturación a Usuarios del mes de reporte del año correspondiente al reporte.

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

Descripción: Este formulario captura las variables intermedias utilizadas mes tras mes para el cálculo de las pérdidas de energía y sus respectivos índices de pérdidas anuales.

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

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	14	Es3
2	Nombre Mercado	15	EPR3
3	Nivel de Tensión	16	FDF3
4	Ee	17	Ee4
5	EeG	18	Es4
6	FeSTN	19	EPR4
7	FeOR	20	FDF4
8	FeNS	21	Es
9	Ee2	22	EsVFC
10	Es2	23	EsVSFC
11	EPR2	24	FsSTN
12	FDF2	25	FsOR
13	Ee3		

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- Nivel de Tensión:** Nivel de Tensión para el cual se están reportando las respectivas variables. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 4.
- Ee:** Energía de entrada al sistema del OR en el Nivel de Tensión y mes reportado, expresada en kWh. Su método de cálculo es el especificado en el numeral 7.3.7.1 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.
- EeG:** Energía entregada por los generadores, incluyendo Plantas menores y cogeneradores conectados directamente al sistema del OR, en el Nivel de Tensión y mes reportado, expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registrada en el SIC para estos agentes. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.1 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.
- FeSTN:** Flujo de Energía del STN al sistema del OR en el Nivel de Tensión y mes reportado, expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión del OR j al STN. Su método de cálculo es el especificado en el numeral 7.3.7.1 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.
- FeOR:** Flujo de energía desde el sistema de otro OR al sistema del OR que reporta, en el Nivel de Tensión y mes reportado, expresado en kWh. Corresponde a la suma de las

energías medidas en cada frontera comercial entre OR, sin referir al STN, registrada en el SIC. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.1 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.

8. **FeNS:** Flujo de energía desde Niveles de Tensión superiores en el sistema del OR, al Nivel de Tensión y en el mes reportado, expresado en kWh. Su método de cálculo es el especificado en el numeral 7.3.7.3 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.
9. **Ee2:** Energía de entrada en el Nivel de Tensión superior 2 del sistema del OR, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 2, 3 o el 4 este valor deberá ser 0.
10. **Es2:** Energía de salida del sistema del OR, en el Nivel de Tensión superior 2, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 2, 3 o el 4 este valor deberá ser 0.
11. **EPR2:** Energía de Pérdidas de Energía reconocidas en el nivel de tensión superior 2, en el sistema del OR, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 2, 3 o el 4 este valor deberá ser 0.
12. **FDF2:** Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR, desde el Nivel de Tensión superior 2 hacia el Nivel de Tensión que se reporta, durante el mes reportado. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 2, 3 o el 4 este valor deberá ser 0. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.3 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
13. **Ee3:** Energía de entrada en el Nivel de Tensión superior 3 del sistema del OR, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 3 o el 4 este valor deberá ser 0.
14. **Es3:** Energía de salida del sistema del OR, en el Nivel de Tensión superior 3, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 3 o el 4 este valor deberá ser 0.
15. **EPR3:** Energía de Pérdidas de Energía reconocidas en el nivel de tensión superior 3, en el sistema del OR, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 3 o el 4 este valor deberá ser 0.
16. **FDF3:** Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR, desde el Nivel de Tensión superior 3 hacia el Nivel de Tensión que se reporta, durante el mes reportado. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 3 o el 4 este valor deberá ser 0. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.3 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
17. **Ee4:** Energía de entrada en el Nivel de Tensión superior 4 del sistema del OR, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 4 este valor deberá ser 0.
18. **Es4:** Energía de salida del sistema del OR, en el Nivel de Tensión superior 4, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 4 este valor deberá ser 0.
19. **EPR4:** Energía de Pérdidas de Energía reconocidas en el nivel de tensión superior 4, en el sistema del OR, durante el mes reportado, expresada en kWh. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 4 este valor deberá ser 0.
20. **FDF4:** Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR, desde el Nivel de Tensión superior 4 hacia el Nivel de Tensión que se reporta, durante el mes reportado. En caso que el nivel de tensión que se está reportando sea el 4 este valor deberá ser 0. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.3 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
21. **Es:** Energía de salida del sistema del OR en el Nivel de Tensión y mes reportado, expresada en kWh. Su método de cálculo es el especificado en el numeral 7.3.7.2 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.

22. EsVFC: Ventas de energía en las fronteras comerciales del Nivel de Tensión y mes que se reporta, en el mercado de comercialización servido por el OR. Corresponde a la suma de las medidas en las fronteras comerciales registradas en el SIC para el mercado de comercialización servido por el OR, sin referir al STN, para la venta de energía a usuarios no regulados de todos los comercializadores del mercado y de las de usuarios regulados de los comercializadores distintos al incumbente. Incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones que no están conectadas directamente al STN. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.2 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

23. EsVSFC: Ventas de energía en el sistema del OR, en el Nivel de Tensión y mes reportado. Corresponde a los consumos de energía eléctrica en kWh, de usuarios regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reportado al SUI. Este valor incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones que no están conectadas directamente al STN. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.2 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

24. FsSTN: Flujo de energía de salida en el Nivel de Tensión que se reporta desde los puntos de conexión del OR al STN, durante el mes reportado, expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión del OR al STN. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.2 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

25. FsOR: Flujo de energía de salida desde el sistema del OR en el Nivel de Tensión que se reporta, a los sistemas de otros OR, para el mes reportado, expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el ASIC. Su método de cálculo es el especificado en la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya. Se debe reportar de conformidad con el numeral 7.3.7.2 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

FORMULARIO PR9. Índices Anuales de Cálculos de Pérdidas

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario.

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

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

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

Descripción: Este formulario captura las pérdidas anuales en energía totales y en el nivel de tensión 1, así como también, los respectivos índices de pérdidas calculados para el año correspondiente. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	ID Mercado	4	IPT
2	Nombre Mercado	5	PE1
3	PT	6	P1

- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- Nombre Mercado:** Corresponde al nombre del mercado de comercialización.
- PT:** Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR, expresadas en kWh. Su método de cálculo es el especificado el numeral 7.1.4.1 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya
- IPT:** Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR. Su método de cálculo es el especificado el numeral 7.1.4.1 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.
- PE1:** Pérdidas de energía en el Nivel de Tensión 1 en el sistema del OR, expresadas en kWh. Corresponde al numerador de la variable $PTj,1,t$ definida en el numeral 7.1.4.2 de la resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- P1:** Índice de pérdidas de energía en el Nivel de Tensión 1 del sistema del OR calculadas para el año de reporte. Su método de cálculo es el especificado en el numeral 7.1.4.2 de la resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique y/o sustituya.

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 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 formulario captura los indicadores de calidad media definidos en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 Promedio
5	ID Mercado

- 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.
- 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.
- 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.
- CAIDI Promedio:** Corresponde al indicador de duración promedio de eventos por usuario ocurridos en el SDL, calculado para el mes de reporte.
- 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>

FORMATO CS2. DIU y FIU

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 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Cuando una interrupción empieza en un mes y termina en el otro, para los campos número de interrupciones y FIU se deberá contabilizar y reportar la interrupción únicamente para el primer mes y para el mes o meses siguientes no se debe contabilizar esta interrupción.

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

Nro	Campo
1	NIU
2	DIU
3	DIUM
4	FIU
5	FIUM
6	ID Mercado
7	Código de la Causal
8	Número de Interrupciones de la Causal
9	Duración de Interrupciones de la Causal

- 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.
- 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.
- DIUM:** Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario durante el mes de evaluación.
- FIU:** Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario en un periodo de doce meses que termina en el mes de evaluación.
- FIUM:** Número total de eventos percibidos por el usuario durante el mes de evaluación.
- 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.
- Código de la Causal:** Corresponde al código de la causal indicado en la tabla de referencia de esta especificación. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 101. Código de la Causal

Código	Descripción
1	Eventos menores o iguales a 3 minutos
2	Eventos racionamiento insuficiencia de generación
3	Eventos en STR/STN
4	Eventos seguridad ciudadana
5	Eventos nivel de tensión 1 reposición usuario
6	Eventos nivel de tensión 1 reposición OR

Código	Descripción
7	Eventos catástrofes naturales
8	Eventos actos de terrorismo
9	Eventos periodos de continuidad en zonas especiales
10	Eventos alumbrado público 6 am/6 pm
11	Eventos incumplimiento de contrato de servicios públicos
12	Eventos limitación de suministro
13	Eventos traslado adecuación infraestructura
14	Eventos TRMS
15	Eventos RETIE
16	No se presentaron interrupciones excluibles

8. Número de Interrupciones de la Causal: Corresponde al número total de Interrupciones del mes de la causal según lo establecido en cada literal del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

9. Duración de Interrupciones de la Causal: Corresponde a la duración total del mes en horas de las interrupciones para la causal según lo establecido en cada literal del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 7. IC SAIDI (\$):** Incentivo de calidad por duración de eventos aplicable al OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 8. IC SAIFI (\$):** Incentivo de calidad por frecuencia de eventos aplicable al OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 9. IF SAIFI (\$):** Incentivo fijo por frecuencia de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 10. IF SAIDI (\$):** Incentivo fijo por duración de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 11. IV SAIFI (\$):** Incentivo variable por frecuencia de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

12. IV SAIDI (\$): Incentivo variable por duración de eventos que obtiene el OR, según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

13. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO CS4. Puntos de Medida Barra - Inventario

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

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 a modo de inventario la descripción de los puntos de medida ubicados en las barras de las subestaciones de nivel de tensión 4, 3 y 2 del Sistema Interconectado Nacional. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código Punto de Medida ESP
2	Código Punto de Medida CREG
3	IUA Medidor
4	IUA Barra
5	IUS Subestación
6	Tensión Nominal
7	Nivel de Tensión
8	Fecha Última Calibración
9	Excepción según Resolución CREG 153 de 2019
10	ID Mercado

- Código Punto de Medida ESP:** Corresponde al código asignado por el prestador del servicio al punto de medida donde se miden los parámetros técnicos de referencia de la calidad de la potencia.
- Código Punto de Medida CREG:** Corresponde al código del punto de medida reportado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de acuerdo con lo señalado en la circular CREG 060 de 2007 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- IUA Medidor:** Identificador único del medidor de calidad de potencia. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUA Barra:** Identificador único de la barra a la cual está conectado el medidor de calidad de la potencia. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUS Subestación:** Identificador único de la subestación en la cual está conectado el medidor de calidad de la potencia. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- Tensión Nominal:** Voltaje nominal al cual está conectado el medidor de calidad de la potencia.
- 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 4.
- Fecha Última Calibración:** Fecha en la cual se realizó la última calibración al equipo medidor de calidad de potencia.
- Excepción según Resolución CREG 153 de 2019:** Corresponde a la declaración por parte de la empresa de si el punto de medida cuenta o no con excepción de conformidad con la resolución CREG 153 de 2019 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 25.

10. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

Soporte: Certificado Calibración. Corresponde al soporte PDF de la última calibración realizada al equipo medidor de la calidad de potencia.

FORMATO CS5. Puntos de Medida Barra - Seguimiento

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

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

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

Descripción: Este formato captura los indicadores de calidad de la potencia para cada una de las semanas del año y para cada uno de los puntos de medida reportados en el formato CS4 “Puntos de Medida Barra – Inventarios”. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código Punto Medida Barra	13	NHTT
2	Semana de Reporte	14	NET
3	PST_95	15	NEIT
4	PST_99	16	NEMT
5	THDV_95	17	NETT
6	THDV_99	18	NIT
7	V2/V1_95	19	NIMT
8	V2/V1_99	20	NITT
9	EE	21	NFPC
10	NHT	22	NFPI
11	NHIT	23	ID Mercado
12	NHMT		

- Código Punto de Medida Barra:** Corresponde al código asignado por el prestador del servicio al punto de medida asociado a la barra donde se miden los parámetros técnicos de referencia de la calidad de la potencia. Debe corresponder con el campo “Código Punto de Medida ESP” reportado en el formato CS4 “Puntos de Medida Barra – Inventarios”
- Semana de Reporte:** Corresponde a la semana del año en el cual se registró la medida que se está reportando. Se debe considerar que de acuerdo con la norma ISO 8601 la semana 01 del año corresponde a la que tiene la mayoría de sus días en el nuevo año.
- 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 todos los valores de Pst medidos en cada fase.
- 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 todos los valores de Pst medidos en cada fase.
- 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 todos los valores de THDV medidos en cada fase.
- 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 todos los valores de THDV medidos en cada fase.
- V2/V1_95:** Percentil 95 de las mediciones de la relación V2/V1 en el punto de medida durante la semana reportada.
- V2/V1_99:** Percentil 99 de las mediciones de la relación V2/V1 en el punto de medida

durante la semana reportada.

9. **EE:** Energía de entrada, en kWh, a la barra donde se encuentra el punto de medida durante la semana reportada.
10. **NHT:** Número de hundimientos de tensión que se presentan en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30.
11. **NHIT:** Número de hundimientos instantáneos de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a los hundimientos con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos inclusive.
12. **NHMT:** Número de hundimientos momentáneos de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a los hundimientos con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
13. **NHTT:** Número de hundimientos temporales de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a los hundimientos con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos.
14. **NET:** Número de elevaciones de tensión que se presentan en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30.
15. **NEIT:** Número de elevaciones instantáneas de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a las elevaciones con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos inclusive.
16. **NEMT:** Número de elevaciones momentáneas de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
17. **NETT:** Número de elevaciones temporales de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
18. **NIT:** Número de interrupciones de tensión de corta duración que se presentan en el punto de medida durante la semana reportada.
19. **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.
20. **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.
21. **NFPC:** Número de mediciones de factor de potencia capacitivo, en el punto de medida durante la semana reportada, por debajo del 0,9.

22. NFPI: Número de mediciones de factor de potencia inductivo, en el punto de medida durante la semana reportada, por debajo del 0,9.

23. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO CS6. Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventario

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

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 a modo de inventario la descripción de los puntos de medida ubicados en líneas o circuitos de nivel de tensión 4, 3 y 2 del Sistema Interconectado Nacional. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo
1	Código Punto de Medida ESP
2	Código Punto de Medida CREG
3	IUA Medidor
4	IUL Línea
5	IUS Subestación
6	Tensión Nominal
7	Nivel de Tensión
8	Fecha Última Calibración
9	Excepción según Resolución CREG 153 de 2019
10	ID Mercado

- Código Punto de Medida ESP:** Corresponde al código asignado por el prestador del servicio al punto de medida donde se miden los parámetros técnicos de referencia de la calidad de la potencia.
- Código Punto de Medida CREG:** Corresponde al código del punto de medida reportado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de acuerdo con lo señalado en la circular CREG 060 de 2007 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- IUA Medidor:** Identificador único del medidor de calidad de potencia. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUL Línea:** Identificador único del circuito o línea a la cual está conectado el medidor de calidad de la potencia. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUS Subestación:** Identificador único de la subestación en la cual está conectado el medidor de calidad de la potencia. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- Tensión Nominal:** Voltaje nominal al cual está conectado el medidor de calidad de la potencia.
- 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 4.
- Fecha Última Calibración:** Fecha en la cual se realizó la última calibración al equipo medidor de calidad de potencia.
- Excepción según Resolución CREG 153 de 2019:** Corresponde a la declaración por parte de la empresa de si el punto de medida cuenta o no con excepción de conformidad con la resolución CREG 153 de 2019 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 25.

10. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

Soporte: Certificado Calibración. Corresponde al soporte PDF de la última calibración realizada al equipo medidor de la calidad de potencia.

FORMATO CS7. Puntos de Medida Línea o Circuito - Seguimiento

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Mensual.

Dato a reportar: Mensual Vencido.

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

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

Descripción: Este formato captura los indicadores de calidad de la potencia para cada una de las semanas del año y para cada uno de los puntos de medida reportados en el formato CS6 “Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventarios”. Para el cargue de este formato deberá tener en cuenta la siguiente estructura:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Código Punto Medida Línea	9	NEMT
2	Semana de Reporte	10	NETT
3	NHT	11	NIT
4	NHIT	12	NIMT
5	NHMT	13	NITT
6	NHTT	14	NFPC
7	NET	15	NFPI
8	NEIT	16	ID Mercado

- Código Punto de Medida Línea:** Corresponde al código asignado por el prestador del servicio al punto de medida asociado a la línea o circuito donde se miden los parámetros técnicos de referencia de la calidad de la potencia. Debe corresponder con el campo “Código Punto de Medida ESP” reportado en el formato CS6 “Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventarios”
- Semana de Reporte:** Corresponde a la semana del año en el cual se registró la medida que se está reportando. Se debe considerar que de acuerdo con la norma ISO 8601 la semana 01 del año corresponde a la que tiene la mayoría de sus días en el nuevo año.
- NHT:** Número de hundimientos de tensión que se presentan en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30.
- NHIT:** Número de hundimientos instantáneos de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a los hundimientos con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos inclusive.
- NHMT:** Número de hundimientos momentáneos de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a los hundimientos con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
- NHTT:** Número de hundimientos temporales de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a los hundimientos con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos.
- NET:** Número de elevaciones de tensión que se presentan en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30.
- NEIT:** Número de elevaciones instantáneas de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a las elevaciones con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos

inclusive.

9. **NEMT:** Número de elevaciones momentáneas de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
10. **NETT:** Número de elevaciones temporales de tensión en el punto de medida durante la semana que se reporta, medidos de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
11. **NIT:** Número de interrupciones de tensión de corta duración que se presentan en el punto de medida durante la semana reportada.
12. **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.
13. **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.
14. **NFPC:** Número de mediciones de factor de potencia capacitivo, en el punto de medida durante la semana reportada, por debajo del 0,9.
15. **NFPI:** Número de mediciones de factor de potencia inductivo, en el punto de medida durante la semana reportada, por debajo del 0,9.
16. **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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMULARIO CS8. Indicadores de la Calidad de la Potencia

Tipo de cargue: Fábrica de Formulario

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 mes correspondiente al reporte.

Descripción: Este formulario captura los promedios ponderados de los indicadores de calidad de la potencia por cada uno de los niveles de tensión operados por cada prestador del servicio:

Nro	Campo	Nro	Campo
1	Semana de Reporte	7	PV2/V1_95
2	Nivel de Tensión	8	PV2/V1_99
3	PPST_95	9	PNHT
4	PPST_99	10	PNET
5	PTHDV_95	11	PNIT
6	PTHDV_99	12	ID Mercado

- 1. Semana de Reporte:** Corresponde a la semana del año para la cual se realiza el cálculo de los indicadores del respectivo nivel de tensión que se está reportando. Se debe considerar que de acuerdo con la norma ISO 8601 la semana 01 del año corresponde a la que tiene la mayoría de sus días en el nuevo año.
- 2. Nivel de Tensión:** Nivel de Tensión para el cual se están reportando los respectivos indicadores. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 4.
- 3. PPST_95:** Promedio ponderado del indicador Pst_95 durante la semana reportada para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017 o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
- 4. PPST_99:** Promedio ponderado del indicador Pst_99 durante la semana reportada para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017 o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
- 5. PTHDV_95:** Promedio ponderado del indicador THDV_95 durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
- 6. PTHDV_99:** Promedio ponderado del indicador THDV_99 durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
- 7. PV2/V1_95:** Promedio ponderado del indicador V2/V1_95 durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
- 8. PV2/V1_99:** Promedio ponderado del indicador V2/V1_99 durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

9. PNHT: Promedio ponderado del indicador NHT, hundimientos de tensión, durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

10. PNET: Promedio ponderado del indicador NET, elevaciones de tensión, durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

11. PNIT: Promedio ponderado del indicador NIT, interrupciones de tensión, durante la semana reportada, para el respectivo nivel de tensión, respecto a la energía de entrada. Su método de cálculo es el especificado en la circular CREG 016 de 2017, o aquellos actos administrativos que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

12. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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	10	Salinidad
2	IUS Provisional	11	Observaciones
3	Código Subestación (circular 29)	12	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
4	Nombre Subestación	13	ID Plan
5	Longitud	14	Código del Proyecto
6	Latitud	15	Año Entrada / Salida Operación
7	Altitud	16	Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)
8	Área	17	Alternativa de Valoración
9	Valor Catastral \$ (Dic2017)	18	ID Mercado

- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUS Provisional:** Identificador único provisional en caso de que la subestación sea proyectada.
- 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 ingresos.
- Nombre Subestación:** Se refiere al nombre de la subestación asignado por el operador de red.
- 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.
- 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.
- Altitud:** Corresponde a la información georeferenciada de la posición de la subestación, en cuanto a altitud en metros sobre el nivel del mar.
- 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.
- Valor Catastral \$ (Dic2017):** En este campo se reportará el valor catastral del lote donde se encuentra la subestación reportada en pesos de diciembre de 2017.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 102. Salinidad

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

11. Observaciones: Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre la subestación.

12. Resolución CREG para Entrar en Operación (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 16) corresponde al valor En Operación. Es decir que finalizó su planeación y seguimiento.

13. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

14. Código del Proyecto: Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

15. Año Entrada / Salida Operación: Corresponde al año de entrada o salida en operación de la subestación.

16. Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación): Corresponde al estado en el que se encuentra la subestación. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 103. Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)

Código	Descripción
1	Planeación
2	En Operación
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.

En Operación: Se diligenciará este estado si el activo, línea o subestación se encuentra en operación, independientemente si está 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.

17. 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 104. Alternativa de Valoración

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

18. 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA2. Unidades Constructivas de Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual

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	13	Estado (Planeación, En Operación, Fuerza de Operación)
2	IUA Provisional	14	Código del Proyecto
3	IUS	15	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
4	Código Unidad Constructiva	16	Remuneración Pendiente
5	Porcentaje de Uso	17	Requiere Ser Reemplazado
6	RPP	18	Horizonte de Reposición
7	IUA Transformador	19	Tipo de Inversión
8	IUL Línea	20	Fracción de Costo
9	Área Especial	21	IUA Reemplazado Afectado
10	Salinidad	22	Alternativa de Valoración
11	Observaciones	23	ID Plan
12	Año Entrada / Salida Operación	24	ID Mercado

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de subestaciones definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 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.
- 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).
- IUA Transformador:** Cuando se reporten bahías y/o celdas de transformador, en este campo se indica el código IUA del transformador al que pertenece. En caso de que no

exista un vínculo del activo reportado con un transformador, o que el campo estado tenga un valor de planeamiento, se debe reportar cero "0".

Este campo, únicamente podrá tener un valor diferente de cero para los activos mencionados anteriormente, en caso de que la variable Estado (Campo 13) tenga un valor de Planeamiento.

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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. En caso de que no exista un vínculo del activo reportado con una línea, o que el campo estado tenga un valor de planeamiento, se debe reportar cero "0".

Este campo, únicamente podrá tener un valor diferente de cero para los activos mencionados anteriormente, en caso de que la variable Estado (Campo 13) tenga un valor de Planeamiento.

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.

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.

13. Estado (Planeación, En Operación, 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 103.

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 en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 13) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 22) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.

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 105. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 106. Requiere Ser Reemplazado

Código	Descripción
1	Requiere ser remplazado durante el periodo tarifario
2	No Requiere ser remplazado 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son:

Tabla 107. 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 108. Tipo de Inversión BRA

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 remplazar o fue remplazada. 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 104.

23. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

24. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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	12	Remuneración Pendiente
2	IUA Provisional	13	Tipo de Inversión
3	IUS	14	IUA Reemplazado Afectado
4	Código Unidad Constructiva	15	Fracción de Costo
5	RPP	16	Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)
6	IUL	17	Observaciones
7	Salinidad	18	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
8	Año Entrada / Salida Operación	19	Alternativa de Valoración
9	Código del Proyecto	20	ID Plan
10	Requiere Ser Reemplazado	21	ID Mercado
11	Horizonte de reposición		

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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).
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y

Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.

8. Año Entrada / Salida Operación: Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.

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 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 106.

11. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles están definidos en la Tabla 107.

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 105.

13. Tipo de Inversión: Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo están definidos en la Tabla 108.

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 remplazar o fue remplazada. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.

16. Estado (Planeación, En Operación, 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 103.

17. Observaciones: Este campo debe ser utilizado cuando se deseé precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.

18. Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 16) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 19) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.

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 104.

20. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado. Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

21.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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA4. Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual.

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	17	RPP
2	IUA Provisional	18	Salinidad
3	IUS	19	Observaciones
4	Código Transformador	20	Código del Proyecto
5	Código Unidad Constructiva	21	Tipo de Inversión
6	Capacidad (MVA)	22	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
7	Potencia Baja 1	23	IUA Reemplazado Afectado
8	Potencia Baja 2	24	Fracción de Costo
9	Potencia Baja 3	25	Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)
10	Nivel Alta	26	Remuneración Pendiente
11	Nivel Baja 1	27	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
12	Nivel Baja 2	28	Horizonte de Reposición
13	Nivel Baja 3	29	Alternativa de Valoración
14	Relación de Transformación	30	ID Plan
15	Porcentaje de Uso	31	ID Mercado
16	Año Entrada / Salida Operación		

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- Código Transformador:** Identificador asignado por el operador de red para cada transformador con que cuenta en su STR y/o SDL.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, debe emplearse las UC del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 4.
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 4.
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 4.
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 4.
14. **Relación de Transformación:** Se debe diligenciar la relación de transformación del transformador, indicando inicialmente el voltaje del lado de alta en V y seguidamente el o los voltajes del lado de baja tensión también en V.
15. **Porcentaje de Uso:** Se refiere al porcentaje del activo que es remunerado a través de los cargos por uso.
16. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.
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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.

22. Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 25) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 29) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.

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 remplazar o fue remplazada. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.

25. Estado (Planeación, En Operación, 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 103.

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 105.

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 106.

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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 107.

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 104.

30. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

31. 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA5. Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual 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	12	Remuneración Pendiente
2	IUA Provisional	13	Requiere Ser Remplazado (6.3.3.1)
3	IUS	14	Horizonte de Reposición
4	Código Unidad Constructiva	15	Tipo de Inversión
5	Capacidad (MVAr)	16	Fracción de Costo
6	Porcentaje de Uso	17	IUA Reemplazado Afectado
7	RPP	18	Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)
8	Salinidad	19	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
9	Año Entrada / Salida Operación	20	Alternativa de Valoración
10	Observaciones	21	ID Plan
11	Código del Proyecto	22	ID Mercado

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- Capacidad (MVAr):** En este campo se reporta la capacidad nominal de la compensación reactiva (en MVAr).
- 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.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.
9. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
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 105.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 106.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 107.
15. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 remplazar o fue remplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
18. **Estado (Planeación, En Operación, 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 103.
19. **Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 18) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 20) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.
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 104.

21. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

22. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA6. Unidades Constructivas de Centros de Control

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual - 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	12	Remuneración Pendiente
2	IUA Provisional	13	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
3	IUS	14	Horizonte de Reposición
4	Código Unidad Constructiva	15	Estado (Planeamiento, En Operación, Fuera de Operación)
5	Área Especial de la UC	16	IUA Reemplazado Afectado
6	RPP	17	Fracción de Costo
7	Salinidad	18	Tipo de Inversión
8	Año Entrada / Salida Operación	19	PSN
9	Observaciones	20	Alternativa de Valoración
10	Código del Proyecto	21	ID Plan
11	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)	22	ID Mercado

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- Área Especial de la UC:** En este campo deberá reportarse el área típica reconocida para terrenos de la UC reportada en metros cuadrados.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.

8. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
9. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
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. **Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 15) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 20) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.
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 105.
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 106.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 107.
15. **Estado (Planeamiento, En Operación, 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 103.
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 remplazar o fue remplazada. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.
19. **PSN:** Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Los valores admisibles para este campo son:

Tabla 109. 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

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 104.

21. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

22. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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)	9	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
2	IUL Provisional	10	ID Proyecto (INV o COB):
3	Código de Circuito o Línea (circular 29)	11	Estado (Planeación, En Operación , Fuera de Operación)
4	IUS Inicial	12	Año Entrada / Salida Operación
5	IUS Final	13	Alternativa de Valoración
6	Observaciones	14	ID Plan
7	Voltaje de Operación	15	ID Mercado
8	Nivel de Tensión		

- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. Las unidades constructivas de fibra óptica no deberán reportarse como parte de un circuito eléctrico; para el reporte de las mismas, el prestador deberá asignar un código IUL a cada una de ellas.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Las unidades constructivas de fibra óptica no deberán reportarse como parte de un circuito eléctrico, para el reporte de las mismas, el prestador deberá asignar un código IUL a cada una de ellas.
- 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.
- IUS Inicial:** Se refiere al Identificador Único de la Subestación donde inicia la línea o red de distribución reportado. Para el caso de los circuitos de fibra óptica se debe registrar en este campo la subestación donde parte la fibra, en caso que la fibra no parte de una subestación este campo se reporta con valor cero (0) y en el campo observaciones se debe reportar el punto de partida.
- IUS Final:** Se refiere al Identificador Único de la Subestación donde finaliza la línea o red de distribución reportado. Para el caso de los circuitos de fibra óptica se debe registrar en este campo la subestación donde llega la fibra, en caso que la fibra no llegue a una subestación, este campo se reporta con valor cero (0) y en el campo observaciones se debe reportar el punto de llegada.
- Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
- Voltaje de Operación:** Hace referencia al voltaje de operación de la línea o red de distribución, expresado en kV. Se deberá reportar este campo con valor de cero para el registro de unidades constructivas de fibra óptica.

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 4. Se deberá reportar este campo con valor de cinco (5) para el registro de unidades constructivas de fibra óptica.

9. Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 11) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 13) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.

10. ID Proyecto (INV o COB): Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.

11. Estado (Planeación, En Operación, 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 103.

12. Año Entrada / Salida Operación: Corresponde al año de entrada o salida en operación de la línea.

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 104.

14. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

15. 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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	12	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
2	Código de Activo Provisional	13	Remuneración Pendiente
3	IUL	14	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
4	Código Unidad Constructiva	15	Horizonte de Reposición
5	Cantidad	16	IUA Reemplazado Afectado
6	RPP	17	Fracción de Costo
7	Salinidad	18	Tipo de Inversión
8	Observaciones	19	Alternativa de Valoración
9	Año Entrada / Salida Operación	20	ID Plan
10	Estado (Planeación, En Operación, Fuera de Operación)	21	Número de Conductores
11	Código del Proyecto	22	ID Mercado

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, en el campo IUA.
- IUL:** Identificador único del circuito, línea o fibra óptica. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. Las unidades constructivas de fibra óptica no deberán reportarse como parte de un circuito eléctrico, para el reporte de las mismas, el prestador deberá asignar un código IUL a cada una de ellas.
- Código Unidad Constructiva:** Se refiere al código de las unidades constructivas de líneas definidas por la CREG en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.

Las unidades constructivas de fibra óptica no deberán reportarse como parte de un circuito eléctrico, para el reporte de las mismas, el prestador deberá asignar un código IUL a cada una de ellas.

- 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.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.
8. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se deseé 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.
10. **Estado (Planeación, En Operación, 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 103.
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 en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 10) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 19) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.
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 105.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 106.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 107.
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 remplazar o fue remplazada. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.
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 104.

20. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

21. Número de Conductores: Se debe reportar el número de conductores de la línea, en el caso que la UC reportada corresponda a conductores.

22. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA9. Unidades Constructivas de Equipos de Líneas

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual - 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	13	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
2	Código Activo Provisional	14	Remuneración Pendiente
3	IUL	15	Requiere Ser Reemplazado (6.3.3.1)
4	Código Unidad Constructiva	16	Horizonte de Reposición
5	Longitud	17	Estado (Planeamiento, En Operación, Fuera de Operación)
6	Latitud	18	IUA Reemplazado Afectado
7	RPP	19	Fracción de Costo
8	Salinidad	20	Alternativa de Valoración
9	Año Entrada / Salida Operación	21	ID Plan
10	Observaciones	22	Cantidad
11	Código del Proyecto	23	ID Mercado
12	Tipo de Inversión		

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 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.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.
9. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
10. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se deseé 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.
13. **Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 17) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 20) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.
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 105.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 106.
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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles son los definidos en la Tabla 107.
17. **Estado (Planeamiento, En Operación, 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 103.
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 remplazar o fue remplazada. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

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 104.

21. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

22. Cantidad: Se refiere a la cantidad de unidades constructivas reportadas de un mismo tipo.

23. 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA10. Unidades Constructivas de Redes de Distribución - Después de 015

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual 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 que pertenecen al Nivel de Tensión 1, 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	10	Observaciones
2	IUL	11	Año Entrada / Salida Operación
3	IUA	12	Remuneración Pendiente
4	Código Activo Provisional	13	Estado (Planeación, En Operación, Fuerza de Operación)
5	Código Unidad Constructiva	14	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
6	Cantidad	15	Alternativa de Valoración
7	RPP	16	ID Plan
8	Salinidad	17	ID Mercado
9	Tipo de Inversión		

- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, según su alternativa de valoración.
- 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.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 103.
- Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que

se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.

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.

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 105.

13. Estado (Planeación, En Operación, 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 103.

14. Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 13) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 15) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.

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 104.

16. ID Plan: Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.

17. 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA 11. Unidades Constructivas de Transformadores de Distribución - Despues 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	10	Año Entrada / Salida Operación
2	IUL	11	Remuneración Pendiente
3	IUA	12	Estado (Planeación, En Operación, Fuerza de Operación)
4	Código Activo Provisional	13	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
5	Código Unidad Constructiva	14	Alternativa de Valoración
6	RPP	15	ID Plan
7	Salinidad	16	Cantidad
8	Tipo de Inversión	17	ID Mercado
9	Observaciones		

- 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 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.

8. **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 108.
9. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se deseé precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
10. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
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 105.
12. **Estado (Planeación, En Operación, 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 103.
13. **Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 12) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 14) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.
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 104.
15. **ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.
16. **Cantidad:** Se refiere a la cantidad de unidades constructivas reportadas de un mismo tipo.
17. **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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA12. Unidades Constructivas Especiales

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual - 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	12	Año Entrada / Salida Operación
2	IUL/IUS	13	ID Plan
3	Código Unidad Constructiva	14	ID Proyecto (INV o COB)
5	Cantidad / Capacidad	15	Vida Útil
5	Porcentaje de Uso	16	Costo de Reposición
6	RPP	17	Resolución CREG para Entrar en Operación (Número)
7	Salinidad	18	Remuneración Pendiente
8	Fracción de Costo	19	Descripción del Activo
9	IUA Reemplazado Afectado	20	Observaciones
10	Estado	21	ID Mercado
11	Alternativa de Valoración		

- IUA:** Identificador único del activo. Esta identificación es aprobada por la CREG y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- IUL/IUS:** Identificador único de la subestación, circuito o línea con la cual está asociado el activo. Esta identificación es aprobada por la CREG, y su estructura esta referenciada en la circular CREG 029 de 2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.
- 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y el campo Alternativa de Valoración tomará el valor de CRIN.
- 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.
- Porcentaje de Uso:** Se refiere al porcentaje del activo que es remunerado a través de los cargos por uso.
- 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 y

Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la Tabla 102.

8. **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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Toma los valores publicados por la CREG en la circular respectiva. Esta variable puede tomar valores entre 0 y 1.
9. **IUA Reemplazado Afectado:** Si la unidad constructiva reemplaza a la unidad existente, en este campo se debe diligenciar el identificador único del activo de la UC que se va a remplazar o fue remplazada. En otro caso toma el valor de cero (0).
10. **Estado:** Corresponde al estado en el que se encuentra el activo. Los valores admisibles para este campo corresponden a los mencionados en la tabla 103.
11. **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 siguiente tabla:

Tabla 110. Alternativa de Valoración UC Especial

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

12. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida en operación de la unidad constructiva.
13. **ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado, asignado por el operador de red.
14. **ID Proyecto (INV o COB):** Corresponde al número de identificación del proyecto de inversiones o expansión de cobertura aprobado, asignado por el operador de red.
15. **Vida Útil:** Corresponde a la vida útil aprobada para el activo por la CREG.
16. **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, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.
17. **Resolución CREG para Entrar en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 10) corresponde al valor En Operación, independientemente del valor de la variable Alternativa de Valoración (Campo 11).
18. **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 105.
19. **Descripción del Activo:** Descripción del activo eléctrico. Debe corresponder con lo definido en la resolución de aprobación del activo por la CREG.
20. **Observaciones:** Este campo debe ser utilizado cuando se desee precisar anotaciones que se consideren importantes sobre el activo.
21. **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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO BRA13. Unidades Constructivas Transformadores y Redes de Baja Tensión

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual 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 en Operación (Número)
4	Tipo de Inversión
5	Año Entrada / Salida Operación
6	Estado (En Operación, Fuera de Operación)
7	Alternativa de Valoración
8	ID Plan
9	ID Mercado

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 en Operación (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 en el cargue la variable estado (Campo 6) corresponde al valor En Operación y la variable Alternativa de Valoración (Campo 7) corresponde a los valores de CRI, CRINR y CRIN.

4. **Tipo de Inversión:** Corresponde al tipo de inversión definido en el capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, y que se asocia a la unidad constructiva. Los valores admisibles para este campo son los definidos en la Tabla 108.

5. **Año Entrada / Salida Operación:** Corresponde al año de entrada o salida de operación.

6. **Estado (En Operación, 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 103.

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 siguiente tabla:

Tabla 111. Alternativa de Valoración UC Baja Tensión

Código	Descripción
1	CRI
2	CRINR
3	BRAFO
4	CRIN

8. **ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado,

asignado por el operador de red.

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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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	Costo de Reposición de Referencia
4	No. Resolución
5	ID Mercado

1. **ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.

2. **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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 112. 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)

3. **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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

4. **No. Resolución:** Corresponde al número de la Resolución CREG que aprueba el plan de inversiones.

5. **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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

Soporte: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Documento soporte formato PDF.

Soporte: Documento Soporte - Información Reservada. Corresponde al documento soporte de la resolución CREG que aprueba el plan de inversiones en formato Excel.

Para el caso de proyecto de expansión de la cobertura debe contener los conceptos favorables de la UPME para todos los proyectos de este tipo contemplados en el plan.

Soporte: Plan. 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

Tipo de Cargue: Cargue Masivo

Periodicidad: Anual.

Dato a reportar: Anual.

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

Fecha límite para reporte: Hasta el día 31 del mes de marzo del año correspondiente al periodo.

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 NT 1
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
10	ID Mercado

1. **ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.

2. **Valor del Plan NT 1:** Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 1 aprobado en el plan de inversiones o de expansión de cobertura, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.

3. **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, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.

4. **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, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.

5. **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, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.

6. Valor Inversiones Puestas en Operación NT1: Corresponde al valor total de los activos del nivel de tensión 1 puestos en operación del plan de inversiones o de expansión de cobertura, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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 del plan de inversiones o de expansión de cobertura, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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 del plan de inversiones o de expansión de cobertura, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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 del plan de inversiones o de expansión de cobertura, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.

6. 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 y publicado en la página SUI, en la columna "Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

Soporte: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Documento soporte formato PDF.

Soporte: 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Documento soporte formato PDF.

FORMATO PI3. Inventario Proyectos

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual 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 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	9	Valor Regulatorio Aprobado
2	ID Proyecto (INV o COB)	10	Relación Beneficio Costo
3	ID Proyecto en el Plan Anterior	11	Fecha de Inicio de Ejecución
4	Tipo de Proyecto	12	Fecha Final de Ejecución
5	Objetivo del Proyecto Código	13	Aprobación UPME
6	Actividades Relacionadas del Proyecto	14	Observaciones
7	Descripción del Proyecto	15	ID Mercado
8	Beneficios Esperados		

- 1. ID Plan:** Corresponde al número de identificación del plan de inversiones aprobado.

Este código será único y por ende no podrá repetirse en el marco de actualizaciones de los planes de inversión y/o expansión de cobertura.

- 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.

Este código será único y por ende no podrá repetirse en el marco de actualizaciones de los planes de inversión y/o expansión de cobertura.

- 3. 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 haya sufrido modificaciones frente al plan anterior. De lo contrario, se debe registrar el identificador del proyecto en el plan anterior.

- 4. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan, 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 113. *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

- 5. Objetivo del Proyecto Código:** Corresponde a una descripción cualitativa del propósito que se pretende alcanzar con el respectivo proyecto.

- 6. 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.

En caso de que el valor registrado en este campo sea 6. “Otros”, se debe agregar en el campo Observaciones.

Tabla 114. 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 / Plan TRMS
5	Reducción y mantenimiento de pérdidas / Reducción y mantenimiento de pérdidas / TRMS
6	Otros

7. Descripción del Proyecto: Descripción general del proyecto, con sus características más importantes.

8. Beneficios Esperados: Corresponde a una descripción general de los beneficios que se esperan con la realización del proyecto.

10. Valor Regulatorio Aprobado: Corresponde al valor total de los activos aprobados en el plan de inversiones o de expansión de cobertura para el proyecto, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.

11. Relación Beneficio Costo: Relación beneficio / costo estimada para el proyecto reportada en el plan de inversiones.

12. Fecha de Inicio de Ejecución: Corresponde a la fecha de inicio de ejecución del proyecto que ha sido estimada por el OR.

13. Fecha Final de Ejecución: Corresponde a la fecha final de ejecución del proyecto que ha sido estimada por el OR.

14. 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 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. En caso de no emplearse el campo debe registrarse con valor de cero (0).

15. Observaciones: En este campo se deben reportar las observaciones adicionales que puedan aplicar para este proyecto.

16. 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 y publicado en la página SUI, en la columna “ Código SUI” del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

FORMATO PI4. Proyectos Seguimiento

Tipo de cargue: Cargue Masivo.

Periodicidad: Anual

Dato a reportar: Anual.

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

Fecha límite para reporte: Hasta el día 31 del mes del mes de marzo del año correspondiente al cargue.

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
8	ID Mercado

- 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, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.
- 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, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2017.

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.
- 6. Fecha Final de Ejecución Real:** Corresponde a la fecha final de ejecución real del proyecto.
- 7. Observaciones:** En este campo se deben reportar las observaciones adicionales que puedan aplicar para este proyecto.
- 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 y publicado en la página SUI, en la columna " Código SUI" del reporte WEB ubicado en el siguiente enlace: <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/administrativo/mercados-activos>.

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 / Formulario	Módulo de Recolección	Responsable
EI1: Encuesta de Inventario	Fábrica de Formulario	Comercializador Operador de Red XM S.A. E.S.P.
Información Comercial		
Capítulo Transversal - Comercial		
Formato / Formulario	Módulo de Recolección	Responsable
TC1: Caracterización de Usuarios	Cargue Masivo	Operador de Red
TC2: Facturación 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
TC5: Información de Ejecución de Proyectos de Inversión	Cargue Masivo	Comercializador Operador de Red Generador Transmisor
TC6. Detalle Facturación AP	Cargue Masivo	Comercializador
Capítulo Tarifario		
Formato / Formulario	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 Tarifaria168 / 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 / Formulario	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 Despues de 6 Meses y Contribuciones Recaudas Despues de Conciliado su No Recaudo.	Cargue Masivo	Comercializador
Capítulo Información Financiera Complementaria		

Formato / Formulario	Módulo de Recolección	Responsable
FC1: Información Facturación y Recaudo	Cargue Masivo	Comercializador
FC2: Patrimonio Técnico Transaccional - CROM	Fábrica Formulario	Generador Comercializador
FC3: Concurso Económico	Cargue Masivo	Comercializador
FC4: Conceptos Financieros	Fábrica Formulario	Generador Transmisor Operador de Red Comercializador

Información Técnica		
Códigos de Paridad		
Formato/Formulario	Módulo de Recolección	Responsable
TP1: Tabla Código de Paridad	Cargue Masivo	Operador de Red
Capítulo Transversal – Técnica		
Formato/Formulario	Módulo de Recolección	Responsable
TT1: Inventario Alimentadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TT2: Inventario Transformadores	Cargue Masivo	Operador de Red
TT3. Plan de Trabajo de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS	Cargue Masivo	Operador de Red
TT4: Ingresos por Otros Conceptos	Cargue Masivo	Operador de Red
TT5: Información de Accidente Origen Eléctrico	Cargue Masivo	Generador Transmisor Operador de Red Comercializador
TT6: Fronteras - Flujos de Energía	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
TT7: Fronteras - Flujos de Energía Operación	Cargue Masivo	XM S.A. E.S.P.
TT8: Solicitud de Conexión	Cargue Masivo	Operador de Red Transmisores
TT9: Ajuste Eventos	Cargue Masivo	Operador de Red
TT10: Plan de Gestión de Riesgo	Cargue Masivo	Generador Transmisor Operador de Red Comercializador XM S.A. E.S.P.
TT11: Cronograma de actividades de TRSM	Cargue Masivo	Operador de Red
TT12. Ejecución Real de TRMS	Cargue Masivo	Operador de Red
Capítulo Pérdidas		
Formato/Formulario	Módulo de Recolección	Responsable
PR1: Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR2: Pérdidas reconocidas CREG 172 de 2011	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 con Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR5: Pérdidas Reconocidas sin Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR6: Variables Adicionales Pérdidas	Fábrica Formulario	XM S.A. E.S.P.
PR7: Seguimiento a Plan de Reducción de Pérdidas.	Fábrica Formulario	XM S.A. E.S.P.
PR8: Índices Intermedios Cálculos de Pérdidas	Fábrica Formulario	Operador de Red
PR9: Índices Anuales de Cálculos de Pérdidas	Fábrica Formulario	Operador de Red
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: Puntos de Medida Barra - Inventario	Cargue Masivo	Operador de Red
CS5. Puntos de Medida Barra - Seguimiento	Cargue Masivo	Operador de Red
CS6. Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventario	Cargue Masivo	Operador de Red

CS7. Puntos de Medida Línea o Circuito - Seguimiento	Cargue Masivo	Operador de Red
CS 8. Indicadores de la Calidad de la Potencia	Fábrica de Formulario	Operador de Red

Capítulo BRA		
Formato/Formulario	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 - Despues 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/Formulario	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

ANEXO B: CALENDARIO DE REPORTE DE INFORMACIÓN

La información se deberá reportar en los períodos establecidos en este anexo según lo estipula esta Resolución:

Encuesta de Inventarios - información Comercial y Técnico				
Formato / Formulario	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 / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
TC1: Caracterización de Usuarios	Mensual	Mensual vencido	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 18 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
TC2: Facturación de Usuarios.	Mensual	Mensual Vencido	Desde el día 18 del mes siguiente del año correspondiente al reporte	Hasta el día 26 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 Vencido	Desde el día 1 del mes de enero del año siguiente correspondiente a la vigencia anterior	Hasta el día 20 del mes de enero del año correspondiente al reporte.
TC5: Información de Ejecución de Proyectos de Inversión	Anual	Anual Vencido	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente a la vigencia anterior	Hasta el día 30 del mes de enero del año correspondiente al reporte.
TC6. Detalle Facturación AP	Mensual	Mensual Vencido	Desde fecha de certificación del formato TC2. Facturación a usuarios del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Capítulo Tarifario				
Formato / Formulario	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”.	Hasta el último día hábil del mes del año correspondiente al reporte
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.	Demandas	A solicitud del prestador.	Hasta el último día del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.

Capítulo Tarifario				
Formato / Formulario	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 Tarifaria168 / 2008	Mensual	Mensual	Desde la certificación del "Formatario 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 "Formatario T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008" opción "NO" o Certificación del "Formato T6. Opción Tarifaria168 / 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 fecha de certificación del formato TC2. Facturación a usuarios del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Capítulo Subsidios				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
S1: Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte	Hasta el último día hábil del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
S2: Giros Recibidos y Efectuados	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente del	Hasta el último día hábil del mes

Capítulo Subsidios				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
			año correspondiente al reporte.	siguiente del año correspondiente al reporte.
S3: Acuerdo Suscriptor Comunitario	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. 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)	Anual por Demanda.	Anual.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes en el que se solicitó la habilitación del 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 EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el último día hábil del mes en el que se solicitó la habilitación del formato.
S8: Operación Macromedidores FOES	Mensual	Mensual Vencido	Desde la certificación del Formato S7. Inventario Macromedidores FOES.	Hasta el día 25 del mes siguiente de la habilitación.
S9: Facturas Base de la Aplicación del FOES	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte	Hasta el último día hábil del mes siguiente del año correspondiente al periodo
S10: Contribuciones No Recaudas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudas Después de Conciliado su No Recaudo.	Mensual.	Mensual Vencido	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día hábil del mes siguiente del año correspondiente al periodo

Capítulo Financiero				
Formato / Formulario	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 último día 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
FC4: Conceptos Financieros	Trimestral	Trimestral Vencido. Reportando la información de balance con cierre a 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre,	Desde el día 1 del mes siguiente a la finalización del trimestre a reportar.	Hasta el día 28 del mes siguiente a la finalización del trimestre a reportar.

		respecto a información de resultados se efectuará desde el 1 de enero hasta la fecha indicada del trimestre de reporte.		
--	--	---	--	--

Información Técnica				
Códigos de Paridad				
Formato / Formulario	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 ingresos por parte de la CREG.	Hasta el último día del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.

Capítulo Transversal – Técnica				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
TT1: Inventario Alimentadores	Mensual por Demanda.	Demand. a	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de Inventarios"	Hasta el día 15 del mes en el que solicitó la habilitación del formato.
TT2: Inventario Transformadores	Mensual por Demanda.	Demand. a	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes en el que solicitó la habilitación del formato.
TT3. 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
TT4: Ingresos por Otros Conceptos	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de enero del año correspondiente al reporte	Hasta el último día del mes siguiente del año correspondiente al reporte
TT5: 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
TT6: Fronteras - Flujos de Energía	Mensual por Demanda.	Demand. a	Desde la certificación del formulario EI1 "Encuesta de inventario"	Hasta el día 7 del mes del año en el que se solicitó la habilitación del formato
TT7: Fronteras - Flujos de Energía Operación	Mensual	Mensual Vencido.	Desde la certificación del Formato TT6. Fronteras- Flujos de Energía	Hasta el día 21 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
TT8: Solicitud de Conexión	Mensual	Mensual Vencido	Desde la certificación del formulario EI1 "Encuesta de inventario"	Hasta el último día del mes siguiente correspondiente al reporte
TT9: 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.
TT10: Plan de Gestión de Riesgo	Anual.	Anual	Desde el día 1 del mes de febrero del año correspondiente al reporte	Hasta el día 28 de febrero del año correspondiente al reporte
TT11: Cronograma de actividades	Mensual	Mensual	Desde el día 15	Hasta 8 días antes de

de TRSM			anterior al mes de reporte.	finalizar el mes anterior al mes de reporte.
TT12. Ejecución Real de TRMS	Mensual	Mensual Vencido	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 8 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.

Capítulo Pérdidas				
Formato / Formulario	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 ingresos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.
PR2: Pérdidas reconocidas CREG 172 de 2011	Cargue Único.	Único.	Desde la certificación del "Formulario PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011" opción "1".	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.
PR3: Opción de aplicar a Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	Cargue Único.	Único.	Desde la certificación del "Formulario PR1. Resolución Particular Pérdidas CREG 172 de 2011" opción "2".	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.
PR4: Pérdidas Reconocidas con Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de marzo del año siguiente al año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes de marzo del año siguiente al año correspondiente al reporte.
PR5: Pérdidas Reconocidas sin Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015	Cargue Único.	Único.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.	Hasta el día 15 del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.
PR6: Variables Adicionales Pérdidas	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.	Hasta el último día del mes siguiente a la aprobación de ingresos por parte de la CREG.
PR7: Seguimiento a Plan de Reducción de Pérdidas.	Anual.	Anual.	Desde el día 1 del mes de abril del año siguiente al año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes de abril del año del año siguiente al año correspondiente al reporte.
PR8: Índices Intermedios Cálculos de Pérdidas	Mensual	Tercer Mes Vencido	Desde la certificación del Formato TC2. Facturación a Usuarios del mes de reporte del año correspondiente al reporte.	Hasta el último día del mes de reporte del año correspondiente al reporte
PR9: Índices Anuales de Cálculos de Pérdidas	Anual	Anual	Desde el día 1 del mes abril del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes de abril del año correspondiente al reporte.

Capítulo Calidad del Servicio				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
CS1: SAIDI y SAIFI	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.	Hasta el día 15 del mes siguiente del año correspondiente al reporte.
CS2: DIU y FIU	Mensual.	Mensual.	Desde el día 1 del	Hasta el día 15 del

Capítulo Calidad del Servicio				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
			mes siguiente del año correspondiente al reporte.	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: Puntos de Medida Barra - Inventario	Mensual.	Mensual Vencido.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario"	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato
CS5. Puntos de Medida Barra - Seguimiento	Mensual	Mensual Vencido	Desde la certificación del Formato "Puntos de Medida Barra - Inventario".	Hasta el día 15 del mes siguiente del mes correspondiente al reporte
CS6. Puntos de Medida Línea o Circuitos - Inventario	Mensual	Mensual Vencido	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
CS7. Puntos de Medida Línea o Circuito - Seguimiento	Mensual	Mensual Vencido	Desde la certificación del Formato "Puntos de Medida Líneas o circuitos - Inventario"	Hasta el día 15 del mes siguiente del mes correspondiente al reporte.
CS 8. Indicadores de la Calidad de la Potencia	Mensual	Mensual Vencido	Desde la certificación del Formato "Puntos de Medida Líneas o circuitos - Inventario" y del Formato "Puntos de Medida Barra – Inventarios".	Hasta el día 15 del mes siguiente del mes correspondiente al reporte
Capítulo BRA				
Formato / Formulario	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 EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA2: Unidades Constructivas de Subestaciones	Anual	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. 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 EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA4: Unidades Constructivas de Transformadores en Subestaciones	Anual	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA5: Unidades Constructivas de Compensación Reactivas en Subestaciones	Anual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA6: Unidades Constructivas de Centros de Control	Anual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.

Capítulo Calidad del Servicio				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
BRA7: Información General Circuitos	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. 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 EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA9: Unidades Constructivas de Equipos de Líneas	Anual - Demanda	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. 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	Anual Demanda	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. 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 EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
BRA12: Unidades Constructivas Especiales	Anual Demanda	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. 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	Anual Demanda	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario".	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
Capítulo Planes de Inversión				
Formato / Formulario	PERIODICIDAD DE CARGUE	DATO A REPORTAR	FECHA INICIAL PARA REPORTE	FECHA LÍMITE PARA REPORTE
PI1.Inventario Planes	Mensual por Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario"	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
PI2: Planes Seguimiento	Anual	Anual	Desde el día 15 del mes de marzo del año correspondiente al periodo.	Hasta el día 31 del mes de marzo del año correspondiente al periodo.
PI3: Inventario Proyectos	Anual Demanda.	Demanda.	Desde la certificación del "Formulario EI1. Encuesta de inventario"	Hasta el día 15 del mes que solicitó la habilitación del formato.
PI4: Proyectos Seguimiento	Anual	Anual	Desde el día 15 del mes de marzo del año correspondiente al periodo	Hasta el día 31 del mes de marzo del año correspondiente al cargue.

ANEXO C: HABILITACIÓN DE FORMATOS Y FORMULARIOS

i) *Comercializador*

a) *Mercado Operador de Red sin ingresos 015 aprobados*

EI1: Encuesta de Inventario
T. Comercial: TC4, TC5
C. Tarifas: T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T14
Financieros: FC1, FC2, FC3, FC4
T. Técnico: TT5, TT10
Formatos contenidos en la Resolución 20102400008055 (Que le apliquen)

b) *Mercado Operador de Red con ingresos 015 aprobados*

EI1: Encuesta de Inventario
T. Comerciales: TC2, TC4, TC5, TC6
C. Tarifas: T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T14, T15
C. Subsidios: S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9, S10
Financieros: FC1, FC2, FC3, FC4
T. Técnico: TT5, TT10

ii) *Operador de Red*

a) *Operador de Red sin ingresos 015 aprobados*

EI1. Encuesta de Inventario.
T. Comerciales: TC5
Financieros: FC4
T. Técnico: TT3, TT5, TT8, TT9, TT10, TT11, TT12
Formatos contenidos en la Resolución 20102400008055 (Que le apliquen)

b) *Operador de Red con ingresos 015 aprobados*

EI1. Encuesta de Inventario.
Tabla de Paridad: TP1
T. Comerciales: TC1, TC3, TC5
Financieros: FC4
T. Técnico: TT1, TT2, TT3, TT4, TT5, TT8, TT9, TT10, TT11, TT12
Capítulo de Calidad del Servicio
Capítulo BRA
Capítulo Planes de Inversión (PI)
C. Pérdidas: PR1, PR2, PR3, PR4, PR5, PR8, PR9

iii) *Administrador del Mercado*

a) *Mercado Operador de Red sin ingresos 015 aprobados*

EI1. Encuesta de Inventario.
C. Tarifas: T10, T11, T13
Tabla de Paridad: TP1
T. Técnico: TT6, TT7, T T10
C. Pérdidas: PR6, PR7

b) *Mercado Operador de Red con ingresos 015 aprobados*

EI1. Encuesta de Inventario.

C. Tarifas: T10, T11, T13
Tabla de Paridad: TP1
T. Técnico: TT6, TT7, T T10
C. Pérdidas: PR6, PR7

iv) Trasmisores

EI1. Encuesta de Inventario.
T. Comerciales: TC5
Financieros: FC4
T. Técnico: TT5, TT8, TT10

v) Generadores

T. Comerciales: TC5
Financieros: FC2, FC4
T. Técnico: TT5, TT10