

INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA

EDWIN SILVESTRE QUITIAN RODRIGUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIAS ELECTRICA, ELECTRONICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA
ELECTRICAS
BUCARAMANGA
2017**

INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA

EDWIN SILVESTRE QUITIAN RODRIGUEZ

Monografía

Director

Breyner Escamilla Chito

Especialista en gestión eficiente de la energía

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIAS ELECTRICA, ELECTRONICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA
ELECTRICAS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

Dedicado a Dios; por permitirme nuevamente la alegría del aprendizaje y obtener las fuerzas para afrontar cada designio de la vida; su apoyo es el impulso dado a través de la compañía de mis padres, hermanas, esposa y preciosa hija Sofía Alejandra.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento especial a mi esposa Biviana Serrano quien me ha colaborado con el espacio para desarrollar las actividades educativas, adicional a esto brindarme el apoyo moral para no desfallecer en el intento de consecución de esta nueva meta.

Agradecimiento especial a la UIS por permitirme participar como profesional de este nuevo ciclo académico y con ello quiero decir decanatura, secretariado y profesores quienes impartieron su conocimiento con clases magistrales para que alcanzáramos esta meta académica.

Agradecimiento especial a los compañeros del área comercial, operativa y de telemedida de las comercializadoras ISAGEN y EMGESA, empresas para las cuales trabajo indirectamente y quienes me aportaron su conocimiento real de las actividades que desarrollan día a día para la profundización del tema específico de la presente monografía. En este agradecimiento se encuentra también el de mi director de proyecto Breyner Escamilla quien de parte de ISAGEN me apoyo para presentar el presente documento.

Agradecimiento especial a la empresa para la que trabajo actualmente PROING SA, que me ha permitido económicamente, profesionalmente y a través de capacitaciones desarrollar la presente especialización y el tema de la monografía, ya que es el sector en el cual me desempeño y en cual se profundizo al máximo nivel posible.

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	38
1. ANTECEDENTES DE LAS FRONTERAS ELECTRICAS Y CLASIFICACION DE LAS FRONTERAS ELECTRICAS EN COLOMBIA	41
1.1. INICIOS EN LA REGULACION DEL SECTOR ENERGETICO.....	41
1.2. INICIOS DE LA COMERCIALIZACION.....	42
1.3. INICIOS COMPRA VENTA DE ENRGIA CON REPORTE AL ASIC	42
1.4. INICIOS DE NORMATIVIDAD DEL REGISTRO DE FRONTERAS	42
1.5. INICIOS DE NORMATIIVIDAD PARA EL CAMBIO DE MERCADO.....	43
1.6. CREG SE APARTA DE LA SIC	43
1.7. FUNCIONES DEL COMERCIALIZADOR	43
1.8. CLASIFICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES EN COLOMBIA.	44
1.8.1. Fronteras comerciales con reporte al ASIC	45

1.8.2. Fronteras comerciales sin reporte al ASIC	49
1.9. FRONTERA COMERCIAL AGENTE USUARIO NO REGULADO (UNR) ...	50
1.10. FRONTERA EMBEBIDA UNR.....	52
2. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS PARA EL REGISTRO DE UNA FRONTERA NO REGULADA EN COLOMBIA	55
2.1. CREG 156 Y 157 DE 2011 Y CREG 043 DE 2012.....	55
2.1.1. Requisitos para participar como comercializador	55
2.1.2. Requisitos de registro de un comercializador ante el ASIC	56
2.1.3. Responsabilidad de los comercializadores	56
2.1.4. Obligaciones del comercializador con el distribuidor y otros comercializadores	56
2.1.5. Obligación del operador de red con el comercializador	56
2.1.6 obligación del OR ante la solicitud de conexión del UNR	57
2.1.7. Visitas conjuntas para revisión técnica operador de red y comercializador	57

2.1.8. Cumplimiento de los usuarios finales a los comercializadores para optar por un cambio de comercializador.....	58
2.1.9. Sellos en la frontera de medida	59
2.1.10. Futuras visitas conjuntas o accesos al sistema de medida y revisión de las instalaciones.....	59
2.1.11. Requisitos para el registro de una frontera comercial	60
2.1.12. Cronograma del registro de una frontera no regulada con objeción y sin objeción	61
3. PROCEDIMIENTO PARA EL REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES EN PLATAFORMA XM	63
3.1. DOCUMENTOS Y GESTIONES PARA REGISTRO DE FRONTERAS.....	63
3.2. DOCUMENTACION REQUERIDA ADICIONAL A LOS FORMATOS SIC ..	74
3.3. PLATAFORMA XM PARA INSCRIPCION DE FRONTERAS	78
3.4. FECHA POSIBLE DE REGISTRO DE FRONTERAS.....	84
4. ASPECTOS TECNICOS PARA EL REGISTRO DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA.....	88

4.1. NORMA TECNICA NORMA TECNICA OPERADOR DE RED	88
4.1.1. Grupo de medida.....	89
4.1.2. Medidores de energía activa	89
4.1.3. Medidores de energía reactiva	90
4.1.4. Equipos adicionales	90
4.1.5. Transformadores de tensión (PT).....	90
4.1.6. Transformador de corriente (CT)	91
4.1.7. Acceso a los equipos de medida	93
4.2. REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS RETIE 2014.....	93
4.2.1. Código de colores cableado de señales	94
4.2.2. Competencia de los constructores eléctricos.....	95
4.2.3. Niveles de tensión:	96
4.2.4. Seguridad personal por manipulación de señal de los CTS.....	96

4.3. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 2205 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CTS	97
4.3.1. Condiciones ambientales de servicio.....	97
4.3.2. Valores normalizados de las corrientes primarias y secundarias nominales	98
4.3.3. Corriente térmica nominal permanente.....	98
4.3.4. Valores normalizados de potencia nominal	98
4.3.5. Niveles de aislamiento de los CTS	98
4.3.6. Identificación de la marcación de los terminales.....	99
4.3.7. Método utilizado para la marcación	100
4.3.8. Placa de características de los CTS	101
4.3.9. Clases de exactitud normalizadas y error asociado	102
4.4. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC2207 TRANSFORMADORES DE TENSION PTS	102
4.4.1. Valores normalizados de las tensiones, relación de transformación y potencia nominales	103

4.4.2. Marcación de las placas de características	103
4.4.3. Marcación de los terminales	104
4.5. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 5019 GRUPO DE MEDIDA MEDIDORES CTS Y PTS.	106
4.5.1. Tipos de conexión de medida.....	106
4.5.2. Criterios para selección de equipos de medida	107
4.5.3. Normas de fabricación de los equipos de medida	107
4.5.4. Selección de medidores de energía	108
4.5.5. Características de los medidores de energía.....	109
4.5.6. Selección de los transformadores de medida de corriente	110
4.5.7. Selección de los transformadores de medida de tensión.....	114
4.5.8. Esquemas de conexión para medidores.....	115
4.5.9. Pruebas y ensayos para los equipos de medida	124
4.5.10. Dispositivos de salida.....	124

5. VERIFICACION TECNICA DE FRONTERAS COMERCIALES PARA INSCRIPCION ANTE XM	126
5.1. CÓDIGO DE MEDIDA EN COLOMBIA CREG 038 DE 2014.....	126
5.1.1. Representante de la Frontera, RF.	127
5.1.2. Tipos de Puntos de Medida.	127
5.1.3. Componentes del sistema de medida.....	129
5.1.4. Medidores de energía.....	130
5.1.5. Centro de Gestión de Medidas - CGM.....	133
5.1.6. Ubicación de las fronteras	133
5.1.7. Verificación inicial del sistema de medición.	135
5.1.8. Verificación de los sistemas de medición	135
5.1.9. Mantenimiento del sistema de medida.	137
5.1.10. Hoja de vida del sistema de medida	137
5.1.11. Falla o hurto en el sistema de medición	138

5.1.12. Lectura de fronteras comerciales con reporte al ASIC.....	139
5.1.13. Reporte de certificado de calibración al ASIC.....	140
6. PASOS PARA LA CREACION E INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA CON SOPORTE DOCUMENTAL DE CASOS REALES	141
6.1. ASPECTO TECNICO DE ELECCION Y MONTAJE DE UNA FRONTERA QUE CUMPLA LOS REQUERIMENTOS PARA LA INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA	141
6.1.1. Disponibilidad o factibilidad del proyecto	141
6.1.2. Revisión de planos	143
6.1.3. Construcción o adecuación de la medida	144
6.2. ASPECTO ADMINSTRATIVO Y LEGAL DE UNA FRONTERA PARA LA INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA	171
6.2.1. Agentes y entidades implicadas directa o indirectamente en el Registro de fronteras no reguladas en Colombia.....	171
6.2.2. Pasos del registro de fronteras no reguladas en Colombia.....	172

6.2.3. Casos a plantear en macro XM y documentos requeridos para inscripción según el caso 177

7. CONCLUSIONES 183

BIBLIOGRAFIA..... 187

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Carga instalada mínima para UNR de 1996-2000	51
Ilustración 2 Fronteras Embebidas	53
Ilustración 3 Proceso de registro FC con objeción y sin objeción.....	62
Ilustración 4 Matriz formatos requeridos según el trámite de una frontera comercial	64
Ilustración 5 F SIC 070 Inscripción fronteras comerciales.....	66
Ilustración 6 F SIC 050 Curva típica de carga.....	67
Ilustración 7 F SIC 060 Contrato con usuario no regulado	68
Ilustración 8 FSIC 058 Cumplimiento artículo 58	69
Ilustración 9 F SIC 157 Solicitudes de registro fronteras comercialización agente usuario.....	70
Ilustración 10 F SIC 200 Certificación cumplimiento código de medida	71
Ilustración 11 F SIC 156 FC usuarios no regulados a precio de bolsa.	72
Ilustración 12 F SIC 108 Formato usuarios regulados tiempo mínima permanencia	73

Ilustración 13 Carta de Voluntad usuario final a anterior comercializador	75
Ilustración 14 Cumplimiento de frontera según normatividad OR.....	77
Ilustración 15 Plataforma XM Registro fronteras comerciales y contratos UNR	78
Ilustración 16 Autenticación del nombre de usuario	79
Ilustración 17 Unidad de Negocio.	80
Ilustración 18 Requerimientos.....	81
Ilustración 19 Registro de frontera	82
Ilustración 20 Cambio de agente	83
Ilustración 21 Macro Excel consulta formatos SIC	86
Ilustración 22 Consulta modificación frontera por cambio de mercado.	87
Ilustración 23 Marcación de los terminales de los CTS	101
Ilustración 24 Marcación bornes PTS	105
Ilustración 25 Esquema de conexión medida semidirecta monofásico simétrico y asimétrico	115
Ilustración 26 Esquema de conexión medidor bifásico medida directa simétrico y asimétrico	116

Ilustración 27 Esquema de conexión medidor trifásico medida directa simétrico y asimétrico	117
Ilustración 28 Esquema conexión medidor monofásico semidirecta simétrico y asimétrico	118
Ilustración 29 Medidor bifásico medida semidirecta conexión simétrica y asimétrica	119
Ilustración 30 Conexión tetra filar semidirecta simétrico y asimétrico	120
Ilustración 31 Conexión indirecta medidor bifásico conexión simétrica y asimétrica	121
Ilustración 32 Conexión indirecta medidor tetra filar conexión Aarón	122
Ilustración 33 Conexión Tetra filar conexión indirecta asimétrica simétrica	123
Ilustración 34 Tipo de punto de medida 1 para UNR con carga 90 MVA conectado por 230KV.....	128
Ilustración 35 Componentes de un sistema de medida tipo de punto de medida 1 conectado por 230KV	130
Ilustración 36 Calibración de medidor principal y respaldo en sitio por laboratorio certificado ONAC.	132
Ilustración 37 Caída de tensión en la medida cuando esta no queda exacta mente en el punto de conexión con el OR.	134

Ilustración 38 Verificación del burden para CTS y PTS cuando la medida no queda exactamente en el punto de conexión con el OR.....	135
Ilustración 39 Hoja de Vida del sistema de medición de una frontera no regulada	138
Ilustración 40 Solicitud de disponibilidad o factibilidad al OR	142
Ilustración 41 Planos en software de diseño con los requisitos para entrega al OR	144
Ilustración 42 Firma aprobación plano presentado al OR	145
Ilustración 43 Punto de conexión con Re conector y cajas corta circuito	146
Ilustración 44 Medidor principal y respaldo de UNR tipo punto de medida 2.....	147
Ilustración 45 Cofre y celda de media.....	148
Ilustración 46 Documento suplente del certificado de conformidad de una celda o cofre de medida	149
Ilustración 47 Bloque de pruebas UNR principal y respaldo.....	150
Ilustración 48 Cableado de señales de grupo de medida para UNR	151
Ilustración 49 Encriptado res de comunicación GPRS o Ethernet.....	152
Ilustración 50 Transformadores de corriente CTS exterior e interior para UNR..	153

Ilustración 51 Transformadores de tensión PTS para UNR.....	155
Ilustración 52 Grupo de medida tipo interior y tipo exterior	157
Ilustración 53 Conexión del grupo de medida antes del seccionamiento de un UNR	158
Ilustración 54 Dictamen de inspección RETIE	159
Ilustración 55 Respuesta del OR ante solicitud de un UNR sobre aumento de carga	160
Ilustración 56 Revisión y aprobación de verificación por media tensión OR.....	161
Ilustración 57 Formato solicitud de conexión por media tensión	163
Ilustración 58 Grúa para trabajos en frío media tensión	165
Ilustración 59 Acta verificación de la medida OR en visita conjunta	166
Ilustración 60 Acta verificación del grupo de medida visita conjunta RF	167
Ilustración 61 Certificado calibración Laboratorio.....	168
Ilustración 62 Certificado de conformidad de producto eléctrico acreditado por el CIDET.....	169

Ilustración 63 Informe de verificación del sistema de medida fronteras comerciales	170
Ilustración 64 Carta de voluntad o de intención de cambio de comercializador ..	173
Ilustración 65 Macro XM caso 1 Frontera nueva no regulada	177
Ilustración 66 Macro XM lista documentos frontera nueva no regulada existente cambio de agente y de medida	178
Ilustración 67 Macro XM frontera nueva no regulada existente cambio de agente sin cambio de medida	179
Ilustración 68 Macro XM Lista documentos Inscripción frontera no regulada instalaciones nuevas	180
Ilustración 69 Respuesta Macro XM Modificación de frontera con cambio de agente	181
Ilustración 70 Respuesta Macro Cambio de agente pasa al sistema regulado....	182

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de fronteras comerciales en Colombia	44
Tabla 2 clasificación de los tipos de puntos de medición	52
Tabla 3 Requisitos para el registro de frontera comercial	60
Tabla 4 formato SIC 130 Fronteras en proceso de registro.....	85
Tabla 5 Máximos errores para transformadores de tensión	91
Tabla 6 Máximo error para transformadores de corriente	92
Tabla 7 Código de colores corriente alterna trifásico	95
Tabla 8 Valores de tensión no disruptiva	99
Tabla 9 Selección medidores de energía.....	109
Tabla 10 Elección transformadores de corriente medida semi indirecta.....	111
Tabla 11 Elección Transformadores de corriente medida indirecta.....	112
Tabla 12 Selección de los transformadores de medida según conexión	113

ANEXOS

Anexo A Informe XM Aplicación resolución CREG 156,157 de 2011 y 043 2012 .	44
Anexo B Memorias capacitación XM Transacciones en bolsa Bogota octubre 7 y 8 de 2010	50
Anexo C Resolución CREG 038 de 2014	52
Anexo D Check - List Registro de fronteras ante el ASIC ISAGEN Cadena de servicio – Tele medida 2014.	65
Anexo E SIC-070 Formato de inscripción de fronteras comerciales.....	65
Anexo F SIC 050 Curva típica	67
Anexo G SIC 060 Contrato con usuario no regulado	68
Anexo H SIC 058 Cumplimiento articulo 58	69
Anexo I SIC 157 Solicitud de registro de fronteras comercialización agente usuario	70
Anexo J SIC 200 Certificación cumplimiento código de medida.....	71
Anexo K SIC 156 Usuarios no regulados a precio de bolsa	72
Anexo L SIC 108 Formato usuarios regulados mínima permanencia.....	73

Anexo M Manual Funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016	79
Anexo N Norma técnica ESSA.....	89
Anexo O Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.....	93
Anexo P Norma técnica Colombiana NCT 2205 Transformadores Corriente.....	97
Anexo Q Norma Técnica Colombiana NTC 2207 Transformadores de Voltaje ...	102
Anexo R Norma técnica colombiana NTC 5019 Grupo de medida.....	106
Anexo S Verificación del burden y caída de tensión relacionada con equipos de medida.....	134
Anexo T Circular 119 Hoja de vida de fronteras comerciales.....	138
Anexo U Documento Suplente del certificado de conformidad de la celda de medida.....	149
Anexo V Circular 098 Verificación del Sistema de medida.....	170
Anexo W Carta de voluntad de cambio de comercializador	174
Anexo X Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales	177
Anexo Y Contrato no regulado universidad nacional y Codensa 2012	182

GLOSARIO

ACREDITACION: Se refiere a la competencia de una entidad o laboratorio de realizar inspección, certificación o ensayos de laboratorio.

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, Dependencia del Centro Nacional de Despacho. Dependencia del centro nacional de despacho encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo de la liquidación facturación y cobro y pago del valor de las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en bolsa. Encargado de cumplir las tareas para el funcionamiento adecuado del sistema de intercambios comerciales (SIC)

ACOMETIDA: Derivación de la red local hasta el grupo de corte del usuario.

ACUERDOS OPERATIVOS: Compromisos bilaterales que celebrara el CND con el CND de Panamá, mediante los cuales se establecen los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación del enlace internacional y los intercambios internacionales de energía y confiabilidad. El CND deberá aplicar el acuerdo operativo que se establezca para los intercambios internacionales de energía y potencia firme entre Colombia y panamá.

ACUERDOS COMERCIALES Compromisos bilaterales que celebrara el CND con el CND de Panamá mediante los cuales se establecen los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades para la operación del enlace internacional y los intercambios internacionales de energía y confiabilidad. EL ASIC deberá aplicar el acuerdo comercial que se establezca para los intercambios internacionales de energía y potencia firme entre Colombia y panamá.

CAPACIDAD DE SALIDA NOMINAL: Valor de potencia aparente previsto para ser suministrado por el transformador al circuito secundario, a la corriente secundaria nominal, y a la carga nominal.

CAPACIDAD MAXIMA DE EXPORTACION: Capacidad máxima que puede ser exportada a través del enlace internacional Colombia – Panamá, considerando las condiciones del sistema exportador y considerando la capacidad máxima de importación del otro país.

CAPACIDAD MAXIMA DE IMPORTACION: Capacidad máxima que puede ser importada a través del enlace internacional Colombia – Panamá, considerando las condiciones del sistema importador y considerando la capacidad máxima de exportación del otro país.

COMITÉ TECNICO DE NORMALIZACION: Grupo de personas de diferentes áreas del OR que analizan proyectos.

CALIBRACION: Relación entre los valores y sus incertidumbres de medición a partir de patrones de medición.

CARGOS POR USO DEL STN – STR – SDL: Son los cargos expresados en pesos por kilovatio / hora \$/KWH, para remuneración de los activos de uso de los sistemas de transmisión nacional, transmisión regional y distribución local.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): Dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de la operación eléctrica en Colombia desde la generación hasta la distribución según los acuerdos del consejo nacional de operación.

CLASE DE EXACTITUD: Designación en medida relacionada con los errores que permanecen dentro de los límites, bajo condiciones normales de operación.

CERTIFICADO DE CONFORMIDAD: Documento emitido abalado por un ente certificador respecto a un producto o servicio, conforme con un reglamento técnico o norma técnica.

COMERCIALIZADOR INCUMBENTE: Última instancia en un mercado, generalmente relacionado con el operador de red.

CORRIENTE TÉRMICA NOMINAL DE CORTA DURACIÓN (ITH): Valor eficaz de la corriente primaria que un transformador soportará durante 1 s sin sufrir efectos perjudiciales, cuando el secundario está en cortocircuito.

CORRIENTE DINÁMICA NOMINAL IDYM: Valor pico de corriente primaria que un transformador soportará sin sufrir daño eléctrico o mecánico debido a las fuerzas electromagnéticas, cuando el devanado secundario está en cortocircuito.

CORRIENTE TÉRMICA NOMINAL PERMANENTE (ICTH): Corriente que se puede permitir fluir continuamente en el devanado primario, cuando el devanado secundario está conectado a la carga nominal, sin aumento de temperatura.

CREG: Comisión de regulación de energía y gas.

CTS: Transformadores de corriente

DDV: Sigla de demanda descontable voluntaria, es la energía que reducen de manera voluntaria los usuarios que participan en dicho mecanismo, que será utilizada para medir los consumos de la demanda a reducir de un usuario para el programa de respuesta de la demanda (RD).

DESPLAZAMIENTO DE FASE: Diferencia en fase entre los vectores de tensión o corriente primaria y los vectores de tensión o corriente secundaria, esta diferencia es cero para un transformador ideal. El desfasamiento es positivo cuando el secundario adelanta al primario.

DEVANADO PRIMARIO: Devanado al cual se aplica la tensión o corriente a transformar.

DEVANADO SECUNDARIO: Devanado que alimenta los circuitos de tensión de los instrumentos de medición, medidores, relés o aparatos similares.

DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA: Transferencia de energía eléctrica a los Usuarios finales CFI en un área específica.

ERROR COMPUESTO: En condiciones estables, es el valor eficaz de la diferencia entre los valores instantáneos de la corriente primaria, y los valores instantáneos de la corriente secundaria real multiplicada por la relación de transformación nominal.

ERROR DE CORRIENTE: Error que introduce un devanado en la medición de una corriente y resulta de la diferencia entre la relación de transformación real y la relación de transformación nominal.

ERROR DE TENSIÓN (ERROR DE RELACIÓN): Error que un transformador de tensión introduce en la medida de una tensión y el cual aumenta cuando la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal.

FACTURACION MENSUAL: Labor que desempeñan el ASIC y el LAC para expedir la facturación de energía eléctrica concerniente al mes inmediatamente anterior.

FACTOR DE SEGURIDAD DEL INSTRUMENTO (FS): Relación de corriente primaria límite nominal del instrumento a la corriente primaria nominal.

FRONTERA COMERCIAL: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes del mercado eléctrico del STN o STR o SDL, cada agente del sistema puede tener una o varias fronteras comerciales.

FRONTERA COMERCIAL CON REPORTE AL ASIC: Frontera comercial a partir de transacciones comerciales entre agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía, MEM, y responsable por sus consumos. Se clasifican en fronteras de generación, comercialización, enlace internacional, interconexión internacional, distribución y demanda des conectable voluntaria.

FRONTERA COMERCIAL SIN REPORTE AL ASIC: Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM. La información de este consumo no requiere ser reportada al ASIC.

FRONTERA DE COMERCIALIZACION: Punto de medición donde las transferencias de energía que se registran permiten determinar la demanda de un comercializador.

FRONTERA PRINCIPAL: Es la suma de varias fronteras embebidas o también frontera comercial de un usuario no regulado conectado al SIN mediante activos de conexión.

FRONTERA EMBEBIDA: Hace parte de una frontera principal o también frontera comercial de un usuario no regulado conectado a la frontera principal que a su vez se conecta al SIN mediante activos de conexión.

FRONTERA DDV: Frontera de demanda des conectable voluntaria, la cual será utilizada en la medición de los consumos de la demanda a reducir de un usuario para el programa de respuesta de la demanda.

INSTALACIÓN EXPUESTA: Instalaciones en la cual el aparato se somete a sobretensiones de origen atmosférico.

INSTALACIÓN NO EXPUESTA: Instalación en la cual el aparato no está sometido a sobre tensiones de origen atmosférico.

LABORATORIO DE ENSAYO O CALIBRACION: Entidad que posee competencia según norma NTC-ISO-IEC 17025 para realizar pruebas de acuerdo a organismos nacionales o internacionales que lo avalen.

LAC (Liquidador y administrador de cuentas): Dependencia del CND, encargada de liquidar cuentas por los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignados y de calcular el ingreso regulado de los transmisores nacionales y de los operadores de red.

LINEA VIVA: Línea con tensión o energizado; también se denomina así al grupo de trabajo del OR que presta servicios de conexión o desconexión de elementos eléctricos en las redes energizadas.

MEDICION INDIRECTA: Tipo de conexión en el que las señales de tensión y de corriente de los secundarios de los CTS y PTS son conectadas al medidor.

MEM: Mercado de energía mayorista.

MINMINAS-MME: Ministerio de minas y energía

NIVEL DE AISLAMIENTO NOMINAL: Combinación de los valores de tensión que caracteriza el aislamiento de un transformador con respecto a su capacidad para soportar esfuerzos dieléctricos.

NIVEL DE TENSION 1: Tensión menor o igual a 1000 V, también denominado baja tensión

NIVEL DE TENSION 2: Tensión de 1000 V hasta menor de 29999 V, también llamado media tensión.

NIVEL DE TENSION 3: Tensión de 30000 V hasta 57500 V, también llamado media tensión.

NIVEL DE TENSION 4: Tensión mayor a 57500 V y menor a 220000 V, también llamada alta tensión.

NIVEL DE TENSION 5: Tensión de 220000 V en adelante, también llamada extra alta tensión.

NUMERO DE IDENTIFICACION DEL USUARIO (NIU): Número de identificación que el operador de red OR asigna a cada uno de los Usuarios; regulados, no regulados y fronteras, conectados a su sistema eléctrico.

ORGANISMO DE CERTIFICACION: Entidad imparcial que posee la competencia para administrar un sistema de certificación.

OR (OPERADOR DE RED): Empresa de servicios públicos encargada de la planeación, operación y mantenimiento de un SDL

PONE: Se denomina así al precio de oferta en el nodo frontera.

PUNTO DE CONEXIÓN: Punto en el cual un usuario, o un generador, se conecta al STN, a un STR o a un SDL, también conocido como punto de conexión eléctrico entre dos (2) agentes s como lo pueden ser operador de red y el STN, alumbrado público y zonas francas, plantas de generación, puntos de entrega de los generadores, entre otros.

POTENCIA NOMINAL: Valor de la potencia aparente (en voltamperios) que el transformador suministra al circuito secundario con la tensión secundaria nominal cuando está conectado a su carga nominal.

PRESTADOR DE ÚLTIMA INSTANCIA: Agente seleccionado para ser el comercializador de un usuario y reemplazar el escogido por este por no prestar el servicio según causas definidas en la regulación.

PTS: Transformadores de potencial.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN REAL: Relación entre la tensión primaria real y la tensión secundaria real.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN NOMINAL: Relación entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal.

RETIRO DEL MEM: Condición en la que un agente Comercializador deja de participar en el mercado mayorista de energía, MEM, y de realizar las transacciones de dicho mercado, por haber incurrido en alguna de las causales.

RED DE DISTRIBUCION: Conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.

RF: Representante de la frontera o comercializador.

SISTEMA DE MEDICION CENTRALIZADA: Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida el cual se compone de medidores, transformadores de medida y equipo de comunicación remota para realizar lectura.

SISTEMA DE MEDICION O DE MEDIDA: Conjunto de dispositivos destinados a la medición y / o registro de las transferencias de energía entre agentes o entre agente y usuario final.

STN: Sistema de transmisión nacional.

STR: Sistema de transmisión regional.

SDL: Sistema de distribución local.

SIC: Sistema de intercambios comerciales o Superintendencia de industria y comercio.

SUPERSERVICIOS (SSP): Superintendencia de servicios públicos domiciliarios.

SUI: Sistema único de información de servicios públicos.

TENSION NOMINAL: Valor de la tensión con la cual se designa un sistema. En un sistema trifásico es el voltaje entre fases.

TENSIÓN PRIMARIA NOMINAL: Valor de la tensión primaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento.

TENSIÓN SECUNDARIA NOMINAL Valor de la tensión secundaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento.

TIE: Transacciones internacionales de electricidad de corto plazo.

TIPOS DE CONEXIÓN PARA LOS SISTEMAS DE MEDICION: Conexión directa, semidirecta e indirecta empleados para realizar medición eléctrica, dependiendo del nivel de tensión, magnitud de la transferencia o el consumo de carga.

TRANSFORMACION: Modificación de los parámetros de tensión o corriente de una red o sistema eléctrico. Ejemplo los CTS y los PTS.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, (CT) o (TC): Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria inferior o superior es proporcional a la corriente primaria con diferencia de fase cero entre secundario y primario.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE RELACIÓN MÚLTIPLE: Configuraciones de la conexión por el devanado primario (30-60/5).

TRANSFORMACION DE TENSION, (PT) o (TT): Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en condiciones normales es proporcional a la tensión primaria con diferencia de fase cero entre secundario y primario.

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN PARA MEDIDA: Transformador de tensión destinado a alimentar los instrumentos de medida, los medidores y otros aparatos similares.

USUARIO FINAL – (CFI) CLIENTE FINAL: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público domiciliario, como propietario del inmueble o como receptor del servicio. También llamado consumidor.

USUARIO NO REGULADO (UNR): Persona natural o jurídica, sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre comprador y vendedor, con una demanda máxima a partir de 100 KVA o un consumo mensual mínimo de energía de 50 MWH/mes.

USUARIO REGULADO (UR): Atendido por el comercializador incumbente o última instancia en un mercado, generalmente relacionado con el operador de red.

XM: Expertos en mercados; filial de ISA especializada en gestión de sistemas de tiempo real, que consiste en la planeación, diseño, optimización puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas que involucran el intercambio de información.

RESUMEN

TITULO: INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA

AUTOR: EDWIN SILVESTRE QUITIAN RODRIGUEZ

PALABRAS CLAVE: COMERCIALIZACION, FRONTERAS, INSCRIPCION, ASIC

DESCRIPCION:

La presente monografía aplica como documento guía para la inscripción de fronteras no reguladas en Colombia, para lo cual se detallan los aspectos técnicos y administrativos a considerar según la regulación vigente.

Inicialmente se muestra la normativa que aplica en las distintas etapas del proceso de inscripción de una frontera no regulada dependiendo de los agentes, los materiales, las actividades y las entidades que participan. Se consultó la norma del operador de red, de Santander, el RETIE (Reglamento técnico de instalaciones eléctricas), las normas técnicas colombianas (NTC) sobre grupos de medida como la NTC 2205, NTC 2207, NTC 5019, las resoluciones que regulan el sector de la comercialización y la inscripción de fronteras CREG 156 CREG 157 de 2011 y CREG 043 de 2012, el código de medida CREG 038 de 2014 sobre la disposición física de una empresa que se presenta y se registra.

Luego de reunir toda la información de la normalización respecto a la operación, inscripción y entidades que lo realizan se procedió a verificar con dos empresas del sector comercial, específicamente los comercializadores ISAGEN y EMGESA quienes compartieron su experiencia relacionada con el día a día de la comercialización y los formatos soportes o ayudas que utilizan para para la inscripción de fronteras en Colombia. Las comercializadoras informan que las inscripciones se realizan actualmente en plataforma electrónica, para evitar consumo innecesario de papel cumpliendo con el compromiso de confiabilidad para con sus clientes y cumpliendo como representantes de las fronteras y registrándolas ante el Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC)

*Monografía.

**Facultad de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones Director: Breyner Escamilla.

ABSTRACT

TITLE: INSCRIPTION OF UNREGULATED BORDERS IN COLOMBIA

AUTHOR: EDWIN SILVESTRE QUITIAN RODRIGUEZ

KEY WORDS: MARKETING, BORDERS, REGISTRATION, ASIC

DESCRIPTION:

This monograph applies as a guiding document for the registration of unregulated borders in Colombia, for which I detail the technical and administrative aspects to be considered according to the current regulations.

Initially, it shows the regulations applied in the different stages of the registration process of an unregulated border depending on the agents, the materials, the activities and the entities are involved. It was consulted the standard RETIE (Technical regulation of electrical installations) adopted by the network's operator on Santander, the Colombian technical standards on measurement groups such as NTC 2205, NTC 2207, NTC 5019, the resolutions that steady the commercialization sector and the registration of borders CREG 156 CREG 157 of 2011 and CREG 043 of 2012, the measure code CREG 038 of 2014 about the physical layout of a company that is presented and registered.

After gathering all the standards information regarding the operation, registration and entities that perform it, it was verified with two companies in the commercial sector, specifically the ISAGEN and EMGESA marketers who shared their experience related to the day-to-day of the commercialization And the forms or aids that they use to the inscription of borders in Colombia. Marketers report that registrations are currently made on an electronic platform, to avoid unnecessary use of paper, complying with the commitment of reliability to its customers and complying as agents of the borders and registering them facing the Trading system administrator (ASIC).

*Monograph.

**Facultad de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones Director:
Breyner Escamilla

INTRODUCCION

Las fronteras comerciales de energía son el punto de conexión de un usuario a los sistemas eléctricos en Colombia, llámese sistema de transmisión nacional o sistema de distribución local. Cada usuario final y posible cliente no regulado en Colombia tiene la posibilidad de participar del mercado mayorista de energía a través de un comercializador.

La inscripción de las fronteras no reguladas en Colombia la realizan los comercializadores de energía a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), quien es el encargado de los contratos de energía a largo plazo y de los intercambios de energía en bolsa; estos comercializadores verifican las condiciones del usuario final en lo relacionado al cumplimiento normativo de las fronteras y el continuo suministro de energía a sus clientes a través de los operadores de red (OR). El Operador de red por su parte verifica en conjunto con el comercializador que los usuarios finales presenten técnicamente condiciones para ser conectados e inscritos como usuarios no regulados.

En lo profesional con la presente monografía se pretende ahondar sobre los procedimientos poco desvelados por el sector de la comercialización y que son uno de los pilares importantes de la fortaleza y la pujanza del sector eléctrico e industrial debido al volumen de energía mínimo requerido para realizar este tipo de transacciones.

La manera en la que se abordó la temática parte de lo general a lo particular, desde la teoría a la práctica, parte de los límites y los lineamientos expuestos por las normativas hasta las acciones requeridas en la práctica para convertir una

frontera en una frontera no regulada apta para ser inscrita y los procedimientos requeridos.

Los usuarios finales no regulados para ser inscritos y operar, cumplen con exigencias a nivel técnico y documental solicitadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Las expectativas como usuarios no regulados para un cliente final son la obtención de mejores precios que los obtenidos como usuarios regulados y mejoramiento en la confiabilidad del servicio de energía debido a la conexión por media tensión.

La información recibida en el transcurso de los años respecto al sector eléctrico, el desempeño práctico en el sector industrial, son los pasos naturales de la academia y del campo laboral en Colombia; ahora luego del transcurrir del tiempo surge la curiosidad respecto a investigar de donde procede esta energía sobre la cual aprendimos y trabajamos y quien o quienes participan para que una frontera se llame así y por qué es o no regulada, desde que momento queda inscrita; vislumbrando una comprensión más amplia del origen de una varias fronteras en las cuales transcurre nuestro ejercicio diario de trabajar en el sector eléctrico.

El planteamiento para llegar a la comprensión del tema propuesto parte del conocimiento técnico del sector no regulado, a través de la experiencia de trabajo indirecto con dos (2) empresas comercializadoras de las más importantes en Colombia en cuatro años de trabajo de gestión de acompañamiento técnico con los clientes de cada una de ellas. A partir de este conocimiento se busca comprender el sector comercial desde la normatividad, las regulaciones y las acciones prácticas en la frontera. Adicional se consulta con las empresas comercializadoras ISAGEN y EMGESA a través de sus diferentes áreas de gestión para indagar los comienzos de una frontera que se va a crear o convertir según sea el caso y que lineamientos cumplir para llegar a la meta propuesta de la creación e inscripción de fronteras no reguladas en Colombia.

Posiblemente la parte más complicada, es la obtención de información sobre clientes finales por parte de las empresas comercializadoras, debido a que la confidencialidad entre ambas partes esta sellada por documentos firmados que evitan compartir tal información. Por este motivo, los formatos, los certificados y los documentos en general del presente documento se omiten razones sociales, Nits, direcciones, nombres o teléfonos; eso sí mostrando la información general que aplica a todas las empresas comercializadoras. Adicional se obtuvo los formatos mencionados por las empresas comercializadoras y obtenidos a través de la plataforma de del ASIC en XM, los cuales son de público acceso.

Con el presente documento se espera aprender, los pasos para la creación y el registro de fronteras no reguladas desde lo técnico y desde lo administrativo según los conocimientos extraídos de las fuentes ya mencionadas.

1. ANTECEDENTES DE LAS FRONTERAS ELECTRICAS Y CLASIFICACION DE LAS FRONTERAS ELECTRICAS EN COLOMBIA

Desde los inicios de las regulaciones eléctricas en Colombia se ha pensado que los usuarios finales tienen derechos y deberes; y de manera organizada, con los debidos soportes tener acceso a cantidades eficientes de energía a costos mejorados de acuerdo al volumen y negociación realizada.

A continuación un recorrido del sector comercial encargado de inscribir y velar por la confiabilidad del servicio eléctrico de los usuarios no regulados en Colombia.

1.1. INICIOS EN LA REGULACION DEL SECTOR ENERGETICO

Para el año 1994 con la ley 142 y 143 el gobierno de Colombia como política de estado avanza en la regulación del sector eléctrico, abriéndolo a la participación del sector privado definiendo el marco regulativo para desarrollar un mercado competitivo.

En lo relacionado al sector comercial con la ley 142 de 1994 uno de los puntos de dicha ley menciona los derechos de los usuarios a la libre elección del prestador del servicio de energía, más tarde con la ley 143 de 1994 uno de sus apartes menciona la importancia de las funciones de la CREG en Colombia.

La comisión reguladora de gas y energía (CREG) fue implementada a partir de julio de 1995 y dentro de sus funciones se encontraba la de regular los competidores en la prestación de los servicios públicos para que la operación de los competidores sea eficiente, adicionalmente emergió como una institución

enfocada en preparar proyectos de ley al gobierno recomendando la adopción de decretos reglamentarios que se requieran para el sector eléctrico.

1.2. INICIOS DE LA COMERCIALIZACION

La comercialización de energía eléctrica en Colombia inicia con la Resolución CREG 024 de 1995, la cual reguló los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, estableciendo las condiciones que debían cumplir los agentes en temas de registro y causales para el retiro de dicho mercado.

1.3. INICIOS COMPRA VENTA DE ENRGIA CON REPORTE AL ASIC

La Resolución CREG 135 de 1997 estableció obligatoriedad de registro ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC; de información relacionada con los contratos de compra venta de energía celebrados entre comercializadores y usuarios no regulados, también se define qué información estará disponible para el público sobre contratos de largo plazo.

1.4. INICIOS DE NORMATIVIDAD DEL REGISTRO DE FRONTERAS

Para el año 2003 con la Resolución CREG 006 se adoptó las disposiciones relacionadas al registro de fronteras comerciales, contratos, suministro, reporte de información y liquidación de transacciones comerciales en el mercado mayorista de energía.

1.5. INICIOS DE NORMATIIVIDAD PARA EL CAMBIO DE MERCADO

Con la Resolución CREG 183 de 2009 Se adoptó disposiciones relativas al cambio mercados para usuarios finales a la hora de cambiarse entre mercado no regulado y mercado regulado.

1.6. CREG SE APARTA DE LA SIC

La Resolución CREG 013 de 2010 se da la modificación de algunas disposiciones en materia de garantías y registro de fronteras y contratos de los agentes participantes en el mercado de energía mayorista. La CREG se aparta del concepto emitido por la superintendencia de industria y comercio SIC por considerar que es necesario implementar disposiciones sobre el registro de fronteras de comercialización para agentes y usuarios, cuando tengan por objeto la medición del consumo de un único usuario.

1.7. FUNCIONES DEL COMERCIALIZADOR

A partir de las resoluciones CREG 156, CREG 157, CREG 158 y CREG 159 todas del año 2011 se clarifica las actividades relacionadas con el sector comercial, el registro de fronteras, los contratos de energía de largo plazo, las garantías y los anticipos entre agentes del mercado mayorista de energía, los cargos por el uso del sistema de transmisión regional y sistema de distribución local, finalizando con la resolución CREG 043 de 2012 que modifica o da claridad en los temas al respecto mencionados en el año 2011; estas resoluciones son las aplicables en la actualidad del sector comercial.

1.8. CLASIFICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES EN COLOMBIA.

Según Resolución CREG 156 de 2011 en informe XM¹ las fronteras comerciales en Colombia se dividen en 2 tipos: Fronteras comerciales con reporte al ASIC y fronteras comerciales sin reporte al ASIC.

Para profundizar al respecto ver Anexo A Informe XM Aplicación resolución CREG 156,157 de 2011 y 043 2012

Tabla 1 Clasificación de fronteras comerciales en Colombia

FRONTERAS CON REPORTE AL ASIC	Generación	
	Comercialización	Entre agentes
		Entre agentes y usuarios
	Enlace internacional (TIE)	
	Interconexión Internacional (NO TIE)	
	Distribución (ENTRE NIVELES DE TENSION)	
	DDV	
FRONTERAS SIN REPORTE AL ASIC	Usuarios regulados (DE LOS OR)	

Fuente: Informe XM Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011y 0,43 de 2012

En la ilustración 1 las fronteras de comercialización se dividen en fronteras con reporte al ASIC y sin reporte al ASIC; dentro de las fronteras sin reporte al ASIC se encuentra las fronteras de comercialización y a su vez las fronteras entre agentes y usuarios; es en este punto donde se encuentran los usuarios no

¹ XM S.A. E.S.P. Informe XM-Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011 y 043 de 2012. Cali.: Empresas municipales de Cali, 2012.p.1-38.

regulados (UNR) y de los cuales se verificara los aspectos técnicos y administrativos de la inscripción de fronteras no reguladas en Colombia.

1.8.1. Fronteras comerciales con reporte al ASIC

Frontera en la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes del mercado de energía mayorista MEM y la responsabilidad por consumos. La suma de todos los consumos de los usuarios de un mismo comercializador es el resultado de la energía obtenida por dicho comercializador del sistema eléctrico nacional. Las fronteras con reporte al ASIC son las siguientes:

- De generación
- De comercialización (entre agentes y agentes y usuarios) (reguladas, no reguladas, embebidas, alumbrado público)
- Enlace internacional TIE
- Interconexión internacional NO TIE.
- Distribución
- Demanda descontable voluntariamente DDV.

1.8.1.1. Frontera de generación

Son los puntos de medida de entrega de energía neta de los Generadores que corresponde a la energía neta entregada por el STN, STR Y SDL, generalmente en el nivel de alta tensión de la red.

1.8.1.2. Frontera de comercialización

Corresponde al punto de medida donde las transferencias de energía que se registran determinan la demanda de energía de un comercializador.

Las fronteras de comercialización se clasifican en: Fronteras de comercialización entre agentes y fronteras de comercialización para agentes y usuarios.

1.8.1.2.1. Fronteras de comercialización entre agentes

Corresponde al punto de medición entre el STN y un comercializador o entre comercializadores y esta medida permite determinar la transferencia de energía entre estos agentes y podrá ser utilizada en la liquidación de cargos por uso.

1.8.1.2.2. Fronteras de comercialización para agentes y usuarios

Corresponde al punto de medida que registrar la demanda de un comercializador y registra los consumos auxiliares, la demanda de un usuario final o la de un grupo de usuarios finales (fronteras embebidas), también es la frontera comercial de un usuario que se conecta directamente al STN.²

1.8.1.3. Frontera de enlace internacional

Corresponde al punto de medida utilizado para determinar los intercambios de energía con otros países, mediante las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo TIE.

Este ejercicio requiere de la coordinación con los diferentes operadores de la región andina.

El despacho de energía internacional tiene correlación de tiempo para verificación de precios de energía, la cantidad de energía a despachar y la verificación con los operadores regionales de la energía despachada o importada.

² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 156 de 2011 (17, noviembre 2011). Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de operación. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2011, P.1-42.

El centro nacional de despacho CND es el encargado de operar el sistema de intercambios de energía internacionales. El precio de oferta en el nodo frontera PONE, es el precio de la energía en el nodo que este suministrando o importando energía.

Existe el termino re despacho, el cual está enfocado al incumplimiento del despacho de energía desde Colombia hacia otros países por razones adversas que lo impidan lo cual será comunicado en un plazo estipulado para ello, las razones del re despacho son: Cambios topológicos, indisponibilidad de recursos de generación, variación en el precio nodal de oferta para exportación, indisponibilidad total o parcial del enlace internacional, incumplimiento comercial reportado por el ASIC, variación en el precio máximo de importación del país importador. La suspensión total o parcial de las transacciones internacionales de electricidad se dará por los siguientes motivos: Incumplimiento por parte de los agentes del mercado colombiano o por incumplimiento del mercado importador.

1.8.1.4. Frontera de interconexión internacional

Punto de medida utilizado para determinar los intercambios de energía con otros países mediante mecanismos diferentes al TIE (No TIE) (Transacciones internacionales de electricidad a corto plazo), para efectos aplicable a los intercambios internacionales de energía y confiabilidad entre Colombia y Panamá en cuanto a sus aspectos operativos y comerciales, esta frontera podrá estar representada por varios agentes.

Las empresas que construyan y operen interconexiones internacionales deben tener como objeto exclusivo la actividad de transmisión, al igual que las importaciones o exportaciones de energía y las transacciones comerciales relacionadas con ellas deben estar representadas por una empresa de generación y o comercialización ESP; constituida en Colombia y registrada en el MEM.

En el año 2008 los presidentes de Panamá y de Colombia suscribieron acta de intención de:

- Esquema regulatorio para interconexión entre Colombia y Panamá e intercambio de energía entre los 2 países.
- Esquema conforme a las legislaciones vigentes de cada país.
- Conexión a riesgo a cargo de asociación existente entre las empresas de Interconexión Eléctrica S.A (ISA) de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA) de Panamá.
- Las entidades ambientales agilizaran permisos para la construcción de la infraestructura.

En el año 2009 se conforma el comité de interconexión Colombia - Panamá CICP acordando lo siguiente:

- Despacho económico a corto plazo y aplicación de un modelo de despacho simultáneo entre Colombia – Panamá y Ecuador, con ajuste de horario según cada país.
- La demanda de cada país a través de la interconexión será tratada mediante el mecanismo de confiabilidad de cada país recíprocamente, para efectos de escases y racionamiento.

La CREG y la ASEP (autoridad nacional de servicios públicos) acordaron:

- la construcción, administración de la conexión internacional será realizada como actividad a riesgo que no recibirán ninguna tarifa regulada.
- Las empresas de transmisión de ambos países no podrán ejercer otra actividad asociada al sector eléctrico diferente a la actual.
- Libre acceso de los agentes a las redes de transmisión.
- Las transacciones de electricidad con otros países se realizaran de acuerdo a lo dispuesto al mercado eléctrico regional de América Central y en la Comunidad Andina de Naciones.

- Los operadores del sistema y administradores del mercado de los países, serán los encargados de operar las interconexiones internacionales de forma segura y coordinada.
- Promoción de los países en los mercados regionales de acuerdo a las regulaciones regionales.

1.8.1.5. Frontera de distribución

Punto de medición entre niveles de tensión de un mismo operador de red, permitiendo verificar la energía transferida entre ellos.

1.8.1.6. Frontera DDV demanda descontable voluntaria

La frontera DDV se da como parte de un contrato entre Un agente Generador y un Agente comercializador con representación a un usuario o a un grupo de usuarios interesados en dicho contrato.

Una frontera DDV debe poder ser interrogada a sus medidores a través del CND y el ASIC a través de XM.

Básica mente el contrato radica en la reducción de energía eléctrica voluntaria del sistema de interconexión nacional la cual debe ser remunerada por el generador interesado.

Este tipo de fronteras pueden funcionar por diversas razones:

- El usuario final utiliza algún tipo de planta eléctrica que suple la energía proveniente del SIN.
- El usuario final puede realizar la desconexión de un proceso dejando de consumir energía eléctrica proveniente del SIN.

1.8.2. Fronteras comerciales sin reporte al ASIC

Punto de medida del consumo de un usuario final que no se utiliza para determinar las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el MEM (mercado de energía mayorista), la información de este consumo no requiere

reporte al ASIC, por ejemplo en estas fronteras se encuentran los usuarios regulados de las empresas distribuidoras en Colombia como son las viviendas, oficinas entre otros.

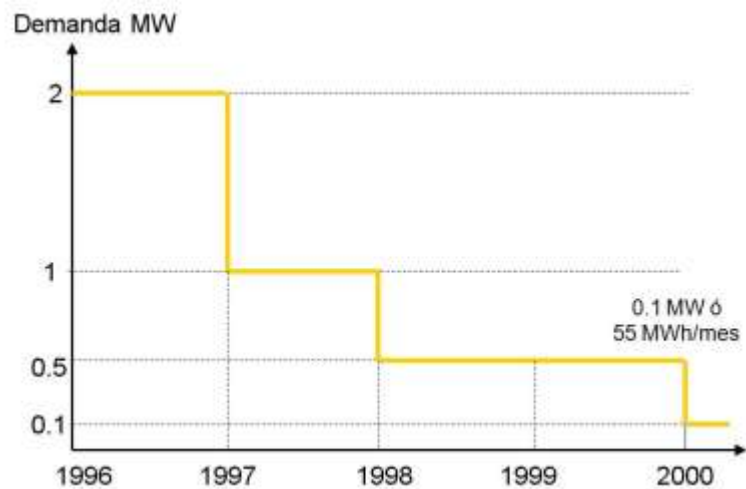
1.9. FRONTERA COMERCIAL AGENTE USUARIO NO REGULADO (UNR)

La frontera no regulada a inscribir al ASIC en Colombia es una frontera cuya persona natural o jurídica realiza compras de energía a precios acordados libremente entre comprador usuario y vendedor agente comercializador, según informe XM respecto a fronteras comerciales³ con una carga instalada mínima del usuario de 100 KVA o un consumo mensual mínimo de energía de 50 MWh/mes. Los valores de demanda máxima y carga instalada han bajado a lo largo de los años; inicialmente para ser un usuario no regulado se requería 2 MVA instalados por un usuario final; para el año de 1996 según ilustración 1; este valor se reduce a un valor de 500 KVA para 1999 y a partir del año 2000 hasta un valor mínimo de 100 KVA de carga instalada.

Para profundizar al respecto ver Anexo B Memorias capacitación XM Transacciones en bolsa Bogota octubre 7 y 8 de 2010

³ XM S.A. E.S.P. Fronteras comerciales-Transacciones en bolsa. Bogota D.C.: ISAGEN, 2010.p.1-51.

Ilustración 1 Carga instalada mínima para UNR de 1996-2000



Fuente: Memorias Capacitación XM Transacciones en bolsa Octubre 7 y 8 del 2010.

En la ilustración 1 el histórico desde 1996 hasta el año 2000 apreciándose una reducción de la capacidad instalada mínima en MVA de un usuario final. Para el año 2017 se sigue teniendo como referencia la capacidad mínima de 100 KA pero con el condicionamiento de un consumo mínimo de energía como se observara en la tabla 2.

En el año 2014 a partir del código de medida CREG 038⁴ se presenta un ajuste de la capacidad instalada y el consumo mensual de energía para los tipos de puntos de medición 1,2 y 3 que aplican para usuarios no regulados.

⁴ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 038 de 2014 (24, abril de 2012). Por la cual se modifica el código de medida contenida en el anexo general de código de redes-. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014 P.1-65.

Tabla 2 clasificación de los tipos de puntos de medición

Tipo de Puntos de Medicion	Consumo o transferencia de energia, 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	$C < 5$	$CI < 0,01$

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014

En la tabla 2 para ser un usuario tipo de punto de medición 3 se requiere en su frontera comercial una carga instalada entre un valor superior a 100 KVA [0,01MVA] hasta 1 MVA, o un consumo mensual de energía verificado 12 meses atrás por un comercializador en el histórico de la facturación y que se encuentre en unos rangos entre 50 MWH-mes hasta inferior a 500 MWH-mes. Esto puede preciararse en el Anexo C Resolución CREG 038 de 2014.

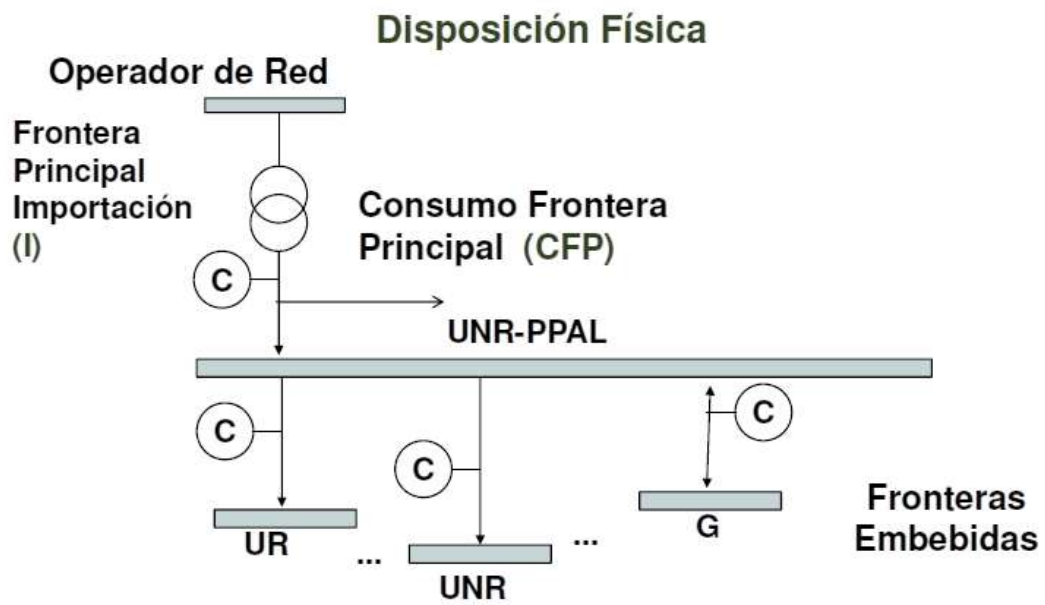
El usuario no regulado con menor carga instalada o con menor consumo de energía es ubicado en el tipo de punto de medición 3. Las fronteras comerciales agente usuario no regulado son generalmente fronteras principales y muy escasamente son fronteras embebidas.

1.10. FRONTERA EMBEBIDA UNR

Frontera comercial de un usuario embebido que se conecta al SIN mediante los activos de conexión de terceros a través de una frontera principal. La existencia de una frontera embebida, supone la existencia de una frontera principal.

En la ilustración 2 apreciamos tres (3) fronteras embebidas con el nombre de UR, UNR y G; estas fronteras tienen su propia medida [C]; Las tres (3) fronteras embebidas dependen de una frontera llamada en este caso en particular frontera principal importación. Una frontera principal toma la energía directamente de la red por media tensión. La medida de la frontera principal en este caso es la suma de las medidas de las fronteras embebidas $UR+UNR+G$.⁵ Esta información la encontramos en el Anexo B Memorias Capacitación XM Transacciones en bolsa Octubre 7 y 8 del 2010.

Ilustración 2 Fronteras Embebidas



Fuente: Memorias Capacitación XM Transacciones en bolsa Octubre 7 y 8 del 2010.

⁵ XM S.A. E.S.P. Fronteras comerciales-Transacciones en bolsa. Bogotá D.C.: ISAGEN, 2010.p.1-51.

En la ilustración 2 se puede apreciar un sistema con 4 fronteras divididas en una frontera principal, y tres fronteras embebidas. La frontera principal es una frontera no regulada, las fronteras embebidas son diferentes entre si, la una es una frontera regulada (UR), la siguiente es una frontera no regulada (UNR) y la tercera es una frontera de generación (G).

|

2. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS PARA EL REGISTRO DE UNA FRONTERA NO REGULADA EN COLOMBIA

Los aspectos administrativos a mencionar son los procedimientos y la documentación requerida para realizar los trámites propios de las entidades comercializadoras de energía que mediante sus funciones ejercen como representantes de las fronteras no reguladas las cuales se rigen básicamente por las resoluciones CREG 156 de 2011, 157 de 2011 y 043 de 2012.

2.1. CREG 156 Y 157 DE 2011 Y CREG 043 DE 2012

Con la combinaciones de las 3 resoluciones se fundamenta sólidamente la regulación del agente comercializador en lo que tiene que ver con funciones y procedimientos a realizar para proceder como representante de frontera (RF) en el oficio de la inscripción de fronteras, los tiempos de ejecución y las actividades conjuntas con los operadores de red (OR) requeridas para velar por el flujo continuo de energía de su representado el usuario final no regulado (UNR)

La resolución CREG 156 y 157 DE 2011 fueron expedidas pare la fecha 17 de noviembre de 2011 y la resolución CREG 043 DE 2012 fue expedida el 12 de abril de 2012.

2.1.1. Requisitos para participar como comercializador

Los comercializadores para ejercer requieren cumplir varios requerimientos mínimos como lo son ser constituidos como empresa ESP, adicional son generadores, se requiere una contabilidad separada y finalmente si tienen usuarios regulados publicar las condiciones uniformes y tener un área PQR. Los comercializadores para ejercer se reportan y registran inicialmente a diferentes entidades como lo son: ASIC, SSP, CREG, MINMINAS.

2.1.2. Requisitos de registro de un comercializador ante el ASIC

Antes de iniciar cualquier actividad de comercialización se requiere realizar registro ante el ASIC y presentar la documentación solicitada como lo es el formato de registro, pagares en blanco como respaldo de sus representados y finalmente como empresa constituida presentar rut, cámara de comercio, estados financieros, y declarar el origen de sus bienes.

2.1.3. Responsabilidad de los comercializadores

Los comercializadores como representantes de frontera están en la obligación de cumplir actividades relacionadas con su función como lo son: Verificación de los Usuarios no regulados a atender cumplan las condiciones para participar del mercado no regulado, por otro lado las empresas comercializadoras trabajan en la consecución y compra de energía para sus clientes no regulados y finalmente cumplir con los pagos de los cargos al LAC MEM debido a los peajes por el paso de energía y la administración del mercado mayorista.

2.1.4. Obligaciones del comercializador con el distribuidor y otros comercializadores

Los comercializadores tienen funciones conjuntas con el distribuidor en temas de anomalías en las fronteras de medida de los usuarios finales; adicional a esto se comunican temas relacionados con el cambio de comercializador de usuario final. El Comercializador nuevo será el encargado de emitir paz y salvo y carta de voluntad de cambio de comercializador. Finalmente un comercializador cumplirá los compromisos de pago de compra de energía y pago de peajes para hacer llegar la energía vendida a sus clientes finales.

2.1.5. Obligación del operador de red con el comercializador

El operador de red cumplirá normas relacionadas con su función para cumplir con el ejercicio de los comercializadores permitiendo el libre acceso a sus redes,

informar al RF sobre problemas existentes en un grupo de medida, informara con anticipación las actividades de mantenimiento o repotenciación de las líneas que energicen los UNR e Informara al ASIC si el comercializador realiza los pagos por sus servicios a tiempo.

2.1.6 obligación del OR ante la solicitud de conexión del UNR

El OR es el encargado de permitir la conexión en sus redes eléctricas de un usuario no regulado, permitiendo la aprobación de cargas nuevas o existentes y Permitiendo el estudio de factibilidad y solicitud de conexión del usuario final CFI.

2.1.6.1. Solicitud de Factibilidad del servicio:

Es el primer procedimiento requerido por el OR para la legalización de una frontera en su sistema; la responsabilidad de solicitar el estudio de factibilidad es del UNR directamente o a través de un RF. El OR estudiara la solicitud, sin perjuicio de quien la presente, tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles para dar respuesta y ofrecerá al solicitante un Punto de Conexión vigente por seis (6) meses.

2.1.6.2. Verificación del nivel de tensión

El OR podrá definir un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el UNR cuando existan razones técnicas y de confiabilidad que impidan conectar al nivel de tensión solicitado.

2.1.7. Visitas conjuntas para revisión técnica operador de red y comercializador

El comercializador y el operador de red realizaran visitas conjuntas con el objetivo de realizar el recibo técnico de la frontera y las actividades encaminadas para lograr esta meta suscribiendo un acta final de recibo técnico.

El Comercializador y operador de red realizan verificación del grupo de medida y asisten a las visita conjuntas requeridas por cada una de las partes.

Si el OR encuentra problemas técnicos para recibir una media, informa al RF y al UNR para dar solución y realizar una nueva visita conjunta.

2.1.7.1. Plazos para la visita técnica

El plazo depende del nivel de tensión de la frontera, a mayor tensión tiempos más cortos de respuesta.⁶

- Nivel de tensión 1: Siete (7) días hábiles.
- Nivel de tensión 2: Quince (15) días hábiles.
- Nivel de tensión 3: Quince (15) días hábiles.
- Nivel de tensión 4: Veinte (20) días hábiles

2.1.8. Cumplimiento de los usuarios finales a los comercializadores para optar por un cambio de comercializador

Los UNR cumplen al comercializador con las obligaciones relacionadas con:

Firmar contrato.

Estar a paz y salvo con el anterior comercializador y solicitar directamente o a través del nuevo comercializador la emisión de paz y salvo físico.

Haber cumplido los tiempos de permanencia.

⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 157 de 2011 (17, noviembre 2011). Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo y se adoptan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2011, P.1-22.

El usuario usara los medios para asegurar el pago de los consumos por los días que demore los trámites de cambio de comercializador. (cheque en blanco, nuevo comercializador asume la deuda con el anterior comercializador, o realización de un prepago para saldar la deuda)

2.1.9. Sellos en la frontera de medida

El día de la conexión de una frontera de medida, tanto el comercializador como el operador de red se proponen preservar la medida utilizando un mecanismo que lo permita como lo es la instalación de sellos. El RF instalara sellos en el sistema de medida y para evitar irregularidades y permitirá al OR la instalación de los sellos propios que considere necesarios con excepción del cofre de medida.

2.1.10. Futuras visitas conjuntas o accesos al sistema de medida y revisión de las instalaciones

El ingreso a las fronteras no reguladas es un derecho adquirido de los implicados con la función de velar por el correcto funcionamiento de la frontera.

El OR o el RF pueden solicitar visitas conjuntas y notificara al otro agente y tener 18 horas para responder la hora de la visita. La visita conjunta se realizara en máximo 48 horas. Para el retiro de sellos se indicara la actividad a realizar desarrollando las labores programadas,⁷

En el caso que el solicitante de la visita conjunta no se presente pagara los gastos que se generen en la visita.

⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 043 de 2012 (24, abril de 2012). Por la cual se modifican resoluciones CREG 156, 157, 158 y 159 de 2011. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2012, P.1-14.

2.1.11. Requisitos para el registro de una frontera comercial

Para el registro de una frontera comercial se requiere según la tabla 3:

Estar a paz y salvo con el ASIC y el LAC, se prosigue con la inscripción llenando la ubicación de la frontera comercial. El comercializador explicara si es una exportación o una importación (cuando se va un usuario de un agente, o cuando ingresa de otro agente respectivamente). El comercializador cumplirá con el sistema de medida, identificara el tipo de usuario no regulado, ingresara el certificado de cumplimiento del código de medida expedido por un tercero en caso de ser tipo de punto de medida 1 y 2, adjuntara los certificados de calibración de los equipos de medida. El usuario final demostrara su capacidad financiera, adicionalmente se solicitara el acta de recibo único expedido por el operador de red en el momento de la legalización de la frontera y finalmente velara por estar a paz y salvo de los consumos mientras se registra la frontera. El comercializador verifica que la frontera comercial no abarque varios usuarios.⁸

Para profundizar dirigirse al Anexo B Informe XM Aplicación resolución CREG 156, 157- 2011 y 043 2012

Tabla 3 Requisitos para el registro de frontera comercial

DILIGENCIA DE FORMATO	PAZ Y SALVO CON ELASIC Y EL LAC	
	UBICACIÓN DE LA FRONTERA	
	EXPORTADOR-IMPORTADOR	
	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDIDA	
	TIPO DE USUARIO	REGULADO NO REGULADO
	CERTIFICADO DE CUMPLIMIENTO DEL CODIGO DE MEDIDA	
	CERTIFICADO DE CALIBRACION	
	DEMOSTRAR CAPACIDAD FINANCIERA	
	ACTA DE RECIBO TECNICO OR	
	PAZ Y SALVO DE LOS CONSUMOS FACTURADOS	
	VERIFICACION QUE LA FRONTERA COMERCIAL NO AGRUPA VARIOS USUARIOS	
	CERTIFICACION DE LOS PAGOS DE LA ENERGIA MIENTRAS SE REALIZA LA INSCRIPCION DE LA FRONTERA	

Fuente: Informe XM Aplicación resolución CREG 156, 157- 2011 y 043 2012

⁸ XM S.A. E.S.P. Informe XM-Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011 y 043 de 2012. Cali.: Empresas municipales de Cali, 2012.p.1-38.

2.1.12. Cronograma del registro de una frontera no regulada con objeción y sin objeción

A partir del registro de la frontera comercial en la página de XM se presenta un tiempo en el cual se puede dar la posibilidad que emita fecha de registro o no.

En la ilustración 3 arranca la finalización del proceso del registro con objeción y sin objeción. XM se da un tiempo de 2 días para realizar un estudio de la documentación recibida y publicar las fronteras en proceso de inscripción. Existe la posibilidad de objeción por el operador de red u otro agente interesado; en tal caso el ASIC contrata un tercero para verificar en 6 días la objeción. Posterior a esto se tendrán 2 días adicionales para presentar el resultado del estudio. Si la objeción es válida se facturara el costo de la objeción al comercializador nuevo, de lo contrario se facturara el costo del tercero al agente que realizo la objeción.⁹

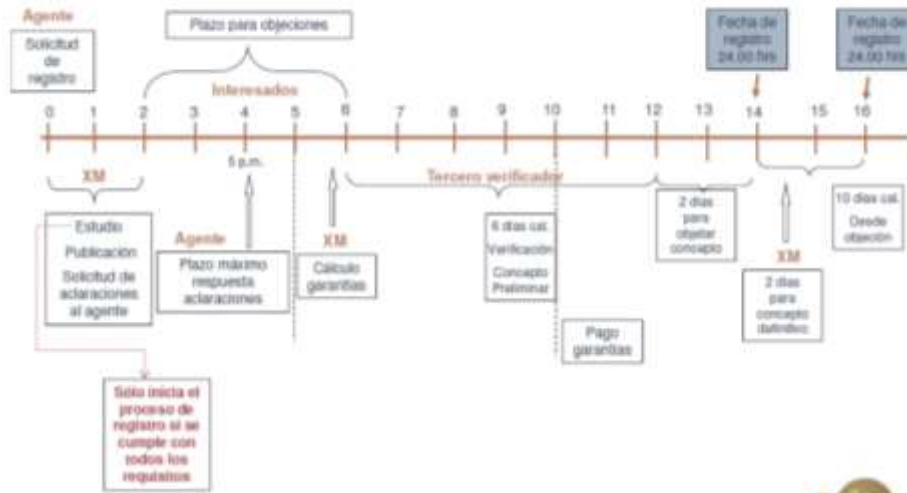
Las objeciones pueden ser: Sistema de medida con especificaciones inferiores al código de medida, sistema de medida instalado no corresponde a lo reportado, operador de red informe no cumplimiento de los requisitos de legalización, frontera comercial no cumple para el mercado no regulado, frontera comercial regulada incumpliendo los tiempos de permanencia. Tan pronto se tenga respuesta afirmativa de la inscripción el ASIC informara al RF y al OR la fecha de registro de la frontera. En este momento el comercializador se concentra en el cálculo de garantías como compromiso de tener la energía negociada en un contrato con el UNR. Si las garantías se obtienen de bancos extranjeros el cálculo se hará en dólares americanos.

Para profundizar este aspecto de las garantías dirigirse al Anexo A Informe XM Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011y 0,43 de 2012

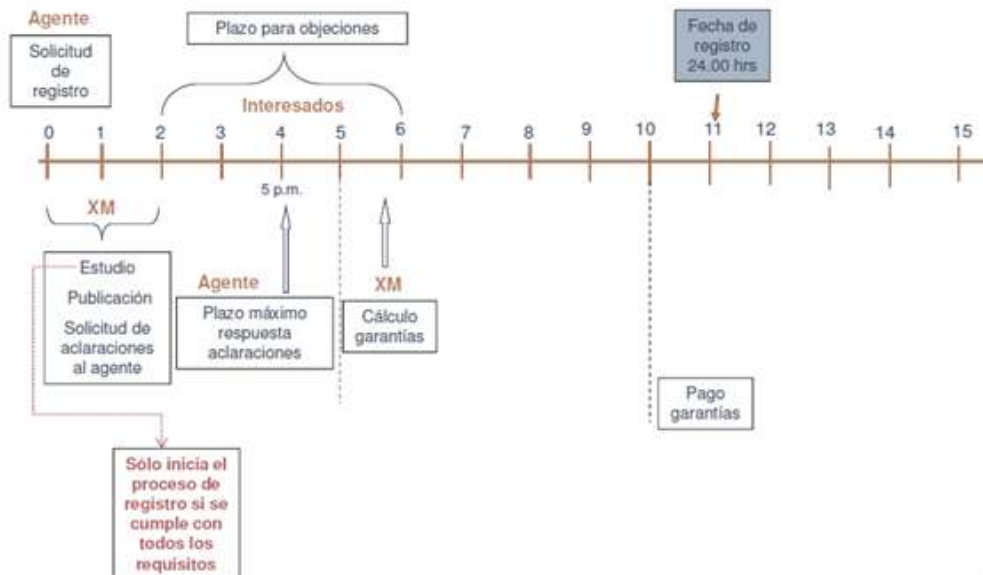
⁹ XM S.A. E.S.P. Informe XM-Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011 y 043 de 2012. Cali.: Empresas municipales de Cali, 2012.p.1-38.

Ilustración 3 Proceso de registro FC con objeción y sin objeción

Proceso de registro de frontera comercial – con objeción



Proceso de registro de frontera comercial – sin objeción



Fuente: Informe XM Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011y 0,43 de 2012

3. PROCEDIMIENTO PARA EL REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES EN PLATAFORMA XM

El proceso de solicitud de registro de una frontera comercial actualmente lo realiza el comercializador a través del portal web de XM (<http://www.xm.com.co>). Cuando no se contaba con la plataforma mencionada, la inscripción de las fronteras se realizaban en modo manual con los formatos SIC. Los formatos SIC son la base mediante la cual se inscribe una frontera comercial ante XM.

Ante un error de la página plataforma XM que no permita la inscripción de una frontera, se puede enviar la información requerida al correo info@xm.com.co con el asunto “Requerimiento para el registro de fronteras y contratos UNR”.

En el caso de envío al correo lo realiza la persona que firma las fronteras comerciales adicionando los formatos SIC requeridos firmados digitalmente y finalmente explicar los errores presentados en la plataforma incluyendo los pantallazos arrojados.

3.1. DOCUMENTOS Y GESTIONES PARA REGISTRO DE FRONTERAS

Los documentos y las gestiones requeridas para registro de una frontera no regulada de comercialización, agente usuario en Colombia, son variadas de acuerdo al tipo de frontera o de adecuación de tipo eléctrico a realizar en la frontera.

En la ilustración 4 se aprecia una matriz de gestiones y documentación a utilizar según el trámite a realizar con la frontera comercial.

Los posibles trámites de una frontera comercial son los siguientes:

- Cambio del sistema de medida (Posible Aumento de carga).

- Cambio del nivel de tensión (pasar de nivel 2 a nivel 3)(13,2 KV a 34,5KV).
- Cambio de comercializador.
- Frontera embebida.
- Frontera nueva.

Ilustración 4 Matriz formatos requeridos según el trámite de una frontera comercial

	sic-070	sic-050	sic-060	Paz y Salvo	sic-058	sic-157	Carta CFI (MIR)	Recibo Tco OR	sic-200	Certificados	sic-156 Bolsa (*)	sic-156A (CFI) (*)	Diag. Unifilar	Carta: Frt. Ppal y	Decl. Impos.Tca.OR	Verif.Inicial
Cambio Med.	X					X			X	X						
Cambio NT	X		X			X			X	X	X	(*)				X
Cambio Come	X		X	X	X	X			X		X	(*)				X
Embebida	X	X	X			X		X	X	X	X	(*)	X	X	X	X
Nuevo	X	X	X			X		X	X	X	X	(*)				X

Fuente: Check - List Registro de fronteras ante el ASIC ISAGEN Cadena de servicio – Tele medida 2014.

En la ilustración 3 se aprecia la documentación a diligenciar para realizar las gestiones de inscripción según el proceso requerido. Los documentos, formatos o gestiones se nombran a continuación:

- SIC 070 Formato para inscripción de fronteras comerciales
- SIC 050 Formato curva típica de carga
- SIC 060 Formato contrato con el usuario no regulado

- Paz y salvo (De acuerdo a los formatos de cada empresa)
- SIC 058 certificación de cumplimiento de artículo 58 Creg 156, el usuario final asegura el pago de los consumos no facturados
- SIC 157 Requisito para la presentación de la solicitud de registro de fronteras de comercialización para agentes y usuarios.
- Carta CFI carta de voluntad o carta de intención.
- Recibo Técnico OR acta de recibo único de la instalación.
- SIC 200 Certificación de cumplimiento del código de medida.
- Certificados de calibración
- SIC 156 Fronteras comerciales de usuarios no regulados cuando se contrata a precio de bolsa.
- SIC 108 Certificación cumplimiento artículo 15 resolución CREG 108 de 1997 para cambio de comercializador de usuarios regulados.
- Diagrama unifilar.
- Verificación inicial.

El formato completo utilizado ISAGEN puede revisarse en el Anexo D Check - List Registro de fronteras ante el ASIC ISAGEN Cadena de servicio – Tele medida 2014.


Estos formatos en esencia son la información a suministrar en la plataforma de XM.

SIC 070 Formato para inscripción de fronteras comerciales

Los datos a ingresar en el formato para cambio de comercializador ilustración 5: Se completa Información básica del comercializador antiguo y nuevo, del usuario y de la medida.

El formato original de XM se puede ver en el Anexo E SIC-070 Formato de inscripción de fronteras comerciales

Ilustración 5 F SIC 070 Inscripción fronteras comerciales

 <p>MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA</p> <p>FORMATO DE INSCRIPCIÓN DE FRONTERAS COMERCIALES</p> <p>FORMATO SIC 070 PARA USUARIOS FINALES Y ALUMBRADO PÚBLICO</p> <p><small>LOS EXPERTOS EN MERCADOS</small></p>			
Se solicita la inscripción del usuario como <table border="1" style="display: inline-table; margin-left: 10px;"> <tr> <td style="width: 30%;">REGULADO:</td> <td style="width: 30%;">NO REGULADO:</td> <td style="width: 30%;">ALUMBRADO PÚBLICO:</td> </tr> </table>	REGULADO:	NO REGULADO:	ALUMBRADO PÚBLICO:
REGULADO:	NO REGULADO:	ALUMBRADO PÚBLICO:	
INFORMACIÓN DEL COMERCIALIZADOR QUE ESTÁ REGISTRANDO EL USUARIO Nombre: _____ Nombre de la persona autorizada que firma este formato: _____ Teléfono: _____ Ciudad: _____			
INFORMACIÓN DEL COMERCIALIZADOR ANTERIOR (QUE ACTUALMENTE ATIENDE AL USUARIO) Nombre: _____			
INFORMACIÓN DEL COMERCIALIZADOR QUE ENTREGA FÍSICAMENTE LA ENERGÍA AL USUARIO Nombre del comercializador que exporta: _____ Nombre del Operador de Red: _____ Nombre de la subestación a la cual está conectado el usuario: _____			
INFORMACIÓN DEL USUARIO Nombre o razón social: _____ NIT (10 dígitos): _____ Dirección: _____ Ciudad: _____ Departamento: _____ Teléfono: _____ Fax: _____ NIU (Número de Instalación Único): _____ Número CIU (Clasificación internacional Industrial Uniforme): _____ Actualmente la frontera está siendo atendida como usuario <input type="checkbox"/> Regulado: <input type="checkbox"/> No regulado: <input type="checkbox"/> El usuario es eléctricamente aislable: Si: <input type="checkbox"/> No: <input type="checkbox"/> Que código le tiene asignado el SIC a dicha frontera en el caso que esté actualmente inscrita: _____			
INFORMACIÓN DE LA MEDIDA Los equipos están certificados según el Código de medida anexo CM-1 numeral A.2.4 Si: <input type="checkbox"/> No: <input type="checkbox"/> Transferencia máxima horaria (kWh): _____ Número de elementos utilizados en la medida: Dos elementos: <input type="checkbox"/> Tres elementos: <input type="checkbox"/> Nivel de tensión del punto de medida (kV): _____ Factor al STN: _____ Archivo en el que se reportará la medición (CRxxMMDD.TXT). xx es igual a: _____ Número de serie del contador: _____ Código propio del contador: _____ Clase del contador: _____ Clase del PT: _____ Clase del CT: _____ El contador permite transferencia de información por medios electrónicos Si: <input type="checkbox"/> No: <input type="checkbox"/> El contador reportará sus datos horarios en: Energía: _____ Pulsos: _____ Factor de pulsos: _____ Lecturas: _____ Factor de Display: _____ En caso de estar registrando cambios en el equipo de medida de una frontera existente indicar el motivo: Daño/Hurto: _____ Otro: _____			
OBSERVACIONES: _____ _____			
FECHA PARA LA CUAL SE SOLICITA LA INSCRIPCIÓN O MODIFICACIÓN: Día: _____ Mes: _____ Año: _____			

Certifico bajo la gravedad del juramento que la solicitud de inscripción de este usuario se basa en el previo cumplimiento de las condiciones establecidas en la Ley y la regulación vigente, en especial, el artículo 15 de la Resolución CREG 108 de 1997, el Código de Medida y la Resolución CREG 131 de 1998.

Firma Representante Legal o Su Autorizado

Fuente: SIC-070 Formato de inscripción de fronteras comerciales

SIC 050 Formato curva típica de carga.

En la ilustración 6 el formato de curva típica usado en el caso de clientes nuevos y se diligencia con la energía consumida cada hora del día: ordinario de lunes a viernes, el sábado, el domingo y el día festivo.

El formato original de XM se puede ver en el Anexo F SIC 050 Curva típica

Ilustración 6 F SIC 050 Curva típica de carga



FORMATO DE CURVA TÍPICA DE CARGA
SIC - 050

Periodo	Ordinario (@14h)	Sábado (@14h)	Domingo (@14h)	Festivo (@14h)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				

Fuente: SIC 050 Cura típica

SIC 060

Formato contrato con el usuario no regulado

Se observa el formato de contrato ilustración 7, utilizado llenando los datos del comercializador, el código SIC del usuario, fecha inicio y fin del contrato, formula tarifaria y tarifa por horas.

El formato original de XM se puede ver en el Anexo G SIC 060 Contrato con usuario no regulado

Ilustración 7 F SIC 060 Contrato con usuario no regulado



GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
FORMATO SIC - 060
FORMATO DE CONTRATO CON EL USUARIO NO REGULADO

Versión 2.0

Fecha de elaboración de este formato (AAAA/MM/DD): _____

Agente Comercializador: _____

1. INFORMACIÓN SOBRE EL CONTRATO CON EL USUARIO NO REGULADO

Usuario No Regulado: _____

Código SIC de la frontera comercial en caso de que esté actualmente inscrita: _____

Nivel de Tensión de Suministro (kV): _____

Fecha Inicial (AAAA/MM/DD): _____

Fecha Final (AAAA/MM/DD): _____

Pesos en que se registra el contrato: Corrientes: Constantes:

Fórmula para la actualización de tarifas: _____

Descripción para asignación del contrato: _____

2. INFORMACIÓN PARA NORMALIZACIÓN DEL CONTRATO NO REGULADO

Fecha de Vigencia (AAAA/MM/DD): _____

Fecha Base (AAAA/MM/DD): _____

Fondo de Solidaridad: (\$/kWh): _____

Tipo de día: _____

Ver nota 1

Periodo	Tarifa (\$/kWh)	Periodo	Tarifa (\$/kWh)
1		13	
2		14	
3		15	
4		16	
5		17	
6		18	
7		19	
8		20	
9		21	
10		22	
11		23	
12		24	

Firma Representante Legal o funcionario debidamente autorizado

Fuente: SIC 060 contrato con Usuario no regulado

SIC 058

certificación de cumplimiento de artículo 58 CREG 156, el

En la ilustración 8 el formato que hace referencia al pago de los compromisos con el anterior comercializador mientras se realiza la inscripción de la frontera comercial y se diligencian los espacios de usuario final código SIC usado con el comercializador anterior y firma del representante legal del usuario final.

El formato original descargado de XM se puede apreciar en el Anexo H SIC 058 Cumplimiento artículo 58

Ilustración 8 FSIC 058 Cumplimiento artículo 58


 filial de isa	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA CERTIFICACIÓN CUMPLIMIENTO ARTÍCULO 58 REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
	Formato SIC-058
Yo, _____	
En mi calidad de Representante Legal o debidamente autorizado obrando en nombre de: _____	
Certifico que el usuario: _____	
Objeto de la solicitud de cambio de comercializador atendido en la frontera de comercialización para agentes y usuarios con código SIC: _____ cumplió con lo establecido en el artículo 58 del Reglamento de Comercialización del Servicio Público de energía eléctrica.	
_____ Firma Representante Legal o funcionario debidamente autorizado	
Para que este formato sea aceptado debe estar completamente diligenciado y firmado.	

Fuente: SIC 058 Cumplimiento artículo 58

SIC 157 Requisito para la presentación de la solicitud de registro de fronteras de comercialización para agentes y usuario. En la ilustración 9 se observa los datos a llenar como datos básicos del usuario, adicional a ello se selecciona si cumple los ítems de selección.

El formato original descargado de XM se puede apreciar en el Anexo I SIC 157 Solicitud de registro de fronteras comercialización agente usuario

Ilustración 9 F SIC 157 Solicitudes de registro fronteras comercialización agente usuario

 filial de isa	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA FORMATO SIC – 157 REQUISITO PARA LA PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD DE REGISTRO DE FRONTERAS DE COMERCIALIZACIÓN PARA AGENTES Y USUARIOS	Versión 1.0
Yo, _____		
En mi calidad de Representante Legal o debidamente autorizado obrando en nombre de: _____		
Certifico que la solicitud de registro de la Frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios: _____		
cumple con lo establecido en el Artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011, de acuerdo con:		
Seleccione el caso específico:		
<input type="checkbox"/> Tiene por objeto la medición del consumo de un único usuario o usuario potencial.		
<input type="checkbox"/> Corresponde a una frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios de las zonas especiales según Decreto 4978 de 2007, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.		
<input type="checkbox"/> Corresponde a una frontera principal de que trata la Resolución CREG 122 de 2003 o aquellas que la modifiquen o sustituyan, sin perjuicio de lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008.		
<input type="checkbox"/> Corresponde a una frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios que fue registrada antes de la vigencia de este Artículo y tiene por objeto la medición del consumo de varios Usuarios, y este registro corresponde a un cambio de comercializador en los términos del Artículo 59 del Reglamento de Comercialización.		
_____ Firma Representante Legal o funcionario debidamente autorizado		
Para que este formato sea aceptado debe estar completamente diligenciado y firmado.		

Fuente: SIC 157 Solicitud de registro de fronteras comercialización agente usuario.


SIC 200

Certificación de cumplimiento del código de medida.

En la ilustración 10 el formato enfocado en la verificación del cumplimiento del código de medida se llena con los siguientes datos: Nombre del representante legal, nombre del UNR, código SIC, Dirección y ciudad, código NIU del OR, Tipo de punto de medición, cumplimiento del código de medida con el informe de verificación según CREG 038 de 2014 y anexando la auditoria voluntaria del sistema de medida si es punto de medida 1 y 2.

El formato original descargado de XM se puede apreciar en el Anexo I SIC 200 Certificación cumplimiento código de medida

Ilustración 10 F SIC 200 Certificación cumplimiento código de medida

	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA FORMATO SIC-200 CERTIFICACIÓN CUMPLIMIENTO CÓDIGO DE MEDIDA	Versión 2.0
Fecha diligenciamiento: Año: _____ Mes: _____ Día: _____		
Yo, _____		
En mi calidad de Representante Legal o debidamente autorizado obrando en nombre de: _____		
Certifico que para el sistema de medida de la Frontera Comercial con código SIC: _____		
Nombre frontera: _____		
Dirección: _____		
Ciudad: _____ Departamento: _____		
NIU (Número Instalación Único): _____		
Tipo de Punto de Medición _____		
Seleccione una de las siguientes opciones:		
<input type="checkbox"/> Se han realizado los informes de verificación de los que trata el artículo 23 de la resolución CREG 038 de 2014 y en ellos se evidencia el resultado de conformidad de acuerdo con el ANEXO 5 de esta resolución. Se encuentran a entera disposición en caso de que agentes interesados o alguna autoridad competente los requiera.		
<input type="checkbox"/> Se presentó Auditoria Voluntaria al sistema de medida del que trata el código de medida. Para lo cual se adjunta el informe correspondiente		
_____ Firma Representante Legal o funcionario debidamente autorizado		
Para que este formato sea aceptado debe estar completamente diligenciado y firmado.		

Fuente: SIC 200 Certificación cumplimiento código de medida

SIC 156 Fronteras comerciales de usuarios no regulados a precio de bolsa

La ilustración 11 es el único formato SIC que se relaciona para usuarios no regulados con contrato a precio de bolsa y donde se diligencia datos del comercializador a atender, razón social del UNR y porcentaje de la energía atendida a precio de bolsa los años anteriores. El formato original descargado de XM se puede apreciar en el Anexo J SIC 156 Usuarios no regulados a precio de bolsa

Ilustración 11 F SIC 156 FC usuarios no regulados a precio de bolsa.



MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA
FORMATO SIC – 156
FRONTERAS COMERCIALES DE USUARIOS NO REGULADOS - APLICACIÓN
RESOLUCIÓN CREG156 DE 2012

Porcentajes Mes a Mes de la Demanda que es atendida a Precio de Bolsa

Versión 2.0

Para que este formato sea aceptado debe estar completamente diligenciado y firmado **solamente** por el agente comercializador.

FECHA DILIGENCIAMIENTO (AAAA-MM-DD)	
COMERCIALIZADOR QUE ATIENDE O ATENDERÁ AL USUARIO NO REGULADO ANTE EL ASIC	
RAZÓN SOCIAL DEL USUARIO NO REGULADO	
NOMBRE DEL FIRMANTE AUTORIZADO POR PARTE DEL AGENTE COMERCIALIZADOR	

CERTIFICO

Que los porcentajes mes a mes de la demanda que es atendida a precio de bolsa dentro de la vigencia del contrato con la firma arriba indicada, para la(s) frontera(s) comercial(es) aquí listadas, son los que se presentan a continuación:

NOTA: Ingrese solamente valores enteros entre 0 y 100 para cada año de la vigencia del contrato. En los meses por fuera de la vigencia del contrato con el usuario, se debe reportar cero (0). En caso de no diligenciar un valor, el ASIC considerará un valor de cero (0).

Código(s) SIC de la (s) frontera(s) asociada(s) al contrato	Años											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
ENE												
FEB												
MAR												
ABR												
MAY												
JUN												
JUL												
AGO												
SEP												
OCT												
NOV												
DIC												

Porcentaje de la energía atendida a precio de bolsa (%)

En los porcentajes reportados, el usuario no regulado es atendido a precio de bolsa sin ningún otro tipo de condiciones que afecten el precio de venta de la energía.

Firma del Representante Legal del agente comercializador o persona debidamente autorizada por éste.

* Para facilitar el reporte de la información, el ASIC permite reportar varias fronteras asociadas a una misma razón social en un solo formato, no obstante es claro que cada usuario no regulado corresponde a una frontera comercial.
Conserve copia de este documento en caso de que le sea solicitado posteriormente.

Fuente: SIC 156 Usuarios no regulados a precio de bolsa

SIC 108 Certificación cumplimiento artículo 15 resolución CREG 108 de 1997

En la ilustración 12 el formato relacionado con los usuarios regulados quienes cumplen un tiempo mínimo de permanencia antes de ser atendidos como usuarios no regulados. Se llenan los datos del cliente, código SIC asignado y firma del representante legal del Usuario, para cambio de comercializador de usuarios regulados a no regulados.

El formato original descargado de XM se puede apreciar en el Anexo K SIC 108 Formato usuarios regulados mínima permanencia

Ilustración 12 F SIC 108 Formato usuarios regulados tiempo mínima permanencia

 filial de isa	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA FORMATO SIC-108 CERTIFICACIÓN CUMPLIMIENTO ARTÍCULO 15 RESOLUCIÓN CREG 108 DE 1997 PARA CAMBIO DE COMERCIALIZADOR DE USUARIOS REGULADOS Versión 1.0
Yo, _____	
En mi calidad de Representante Legal o debidamente autorizado obrando en nombre de: _____	
Certifico que el usuario regulado: _____ _____	
Objeto de la solicitud de cambio de comercializador atendido en la frontera de comercialización para agentes y usuarios con código SIC: _____ cumplió el plazo establecido en el Artículo 15 de la Resolución CREG 108 de 1997.	
_____ Firma Representante Legal o funcionario debidamente autorizado	
Para que este formato sea aceptado debe estar completamente diligenciado y firmado.	

Fuente: SIC 108 Formato usuarios regulados mínima permanencia

3.2. DOCUMENTACION REQUERIDA ADICIONAL A LOS FORMATOS SIC

En la página WEB de XM se realiza el registro de las fronteras no reguladas en Colombia, para lo cual los únicos documentos adicionales requeridos son:

- Paz y salvo expedido por el antiguo comercializador. (asegura las deudas del usuario final con el ASIC y con el LAC)
- Certificación de la frontera según el código de medida con entidad externa certificada, para fronteras tipo de medida 1 y 2. (una de las empresas contratistas que realiza este trabajo es VERITEST de la ciudad de Bogota)
- Montar en plataforma XM certificados de calibración del grupo de medida CTS, PTS y medidores. Existen varios laboratorios en el país que expiden los certificados de calibración de los equipos de medida. Cuando los equipos son nuevos, el proveedor del equipo los suministra. Si el equipo es viejo se puede realizar calibración en laboratorio o calibración en sitio con empresas proveedoras de este servicio como CAN, VERITEST, METROBIT etc.
- Carta de voluntad para cambio de comercializador Ilustración 13. Con esta carta el usuario final por intermedio de un comercializador nuevo avisa al anterior comercializador la intención de no renovar el contrato.

Ilustración 13 Carta de Voluntad usuario final a anterior comercializador

Señores
ANTIGUO COMERCIALIZADOR
Dirección
Ciudad

Asunto: **Notificación cambio de comercializador**

Respetados señores:

Nos permitimos informar que hemos decidido cambiar de comercializador de energía eléctrica, por tal motivo autorizamos a la empresa **NUEVO COMERCIALIZADOR** para adelantar los trámites correspondientes a dicho cambio ante **ANTIGUO COMERCIALIZADOR** y ante el ASIC. La empresa antes mencionada será el nuevo comercializador que asumirá la prestación del servicio a nuestra demanda y la representará en el Mercado No Regulado de energía.

Con el fin de cumplir con el Artículo 54 de la Resolución Creg 156 de 2011, solicitamos la expedición del paz y salvo de la cuenta, en los términos y plazos del Artículo 56 de la Resolución Creg 156 de 2011. Adicionalmente, informamos que para asegurar el pago de los consumos facturados y/o realizados y no facturados, seleccionamos uno de los siguientes mecanismos, según el Artículo 58 de la misma Resolución Creg indicada:

1. El pago de los consumos facturados y garantizar, con título valor, el pago de los consumos realizados y no facturados	
2. El pago de los consumos facturados y el prepago de los consumos realizados y no facturados	
3. Previo acuerdo entre el usuario y el nuevo comercializador, éste se compromete a gestionar y a asumir de manera solidaria los consumos realizados y no facturados.	

Nombre del cliente:
Nit:
Dirección:
Municipio:
Número de Cuenta / Proyecto:

Cordialmente,

Fuente: Modelo Carta de voluntad obtenida funcionario Emgesa

- Para fronteras nuevas un documento de parte del OR que certifique la frontera a inscribir cumple con lo requerido para ser conectado con al SDL. (esta

revisión es equivalente a la revisión de media tensión, para lo cual el operador de red permite la continuación del proceso hacia la conexión de la frontera. Adicional el comercializador puede realizar una evaluación de la frontera directamente o a través de un tercero con documento según ilustración 14 en el cual cite como la frontera comercial cumple la normatividad del operador de red por supuesto citando la normatividad ya analizada en el presente documento.

Ilustración 14 Cumplimiento de frontera según normatividad OR



1. OBJETIVO

Evidenciar que los equipos instalados en la adecuación del grupo de medida, cumplen debidamente con la normatividad del Operador de Red vigente.

2. REFERENCIAS Y NORMAS TÉCNICAS

Para la elaboración del presente análisis se consultaron y utilizan como referencia las siguientes normas técnicas relacionadas a continuación:

- Norma NTC 2205 (Quinta actualización) *Transformadores para instrumentos. Requisitos adicionales para Transformadores de corriente. 2013.*
- NORMA NTC 5019 (segunda actualización) *Selección de equipos de medición de energía eléctrica. 2007.*
- Resolución CREG 038/2014. *Por la cual se modifica el Código de Medida.*
- CODENSA ET 923 *Transformadores de Tensión para Medida 11.4, 13.2 y 34,5 kV. 1998* [<http://ikinormas.micodensa.com>].
- CODENSA ET 922 *Transformadores de Corriente para Medida 11.4, 13.2 y 34,5 kV. 2000* [<http://ikinormas.micodensa.com>].
- CODENSA *Generalidades 7.4.3 Medidores utilizados por CODENSA. 2011* [<http://ikinormas.micodensa.com>].

3. CUMPLIMIENTO CON NORMATIVIDAD CODENSA

3.1 Transformadores de Tensión

La normatividad de CODENSA usada para verificar el cumplimiento de los equipos instalados, es la ET 923 referente a Transformadores de Tensión para Medida 11.4, 13.2 y 34.5 kV en uso Interior. En la norma se establecen valores expuestos en la siguiente tabla, así mismo se muestran los valores de los transformadores de Tensión instalados.

Fuente: Informe Obtenido funcionario ISAGEN sobre norma Codensa

El usuario final presenta los soportes de la capacidad financiera al comercializador, quien lo válida para dar respuesta afirmativa respecto a la

negociación (por tarifas hora a hora o a precio de bolsa (no es común este sistema)).

3.3. PLATAFORMA XM PARA INSCRIPCIÓN DE FRONTERAS

A continuación el enfoque dado está relacionado con la plataforma XM, explicando los diferentes pantallazos que pueden aparecer al momento de realizar la inscripción de una frontera. En la ilustración 15 para ingresar a la plataforma lo hacemos a través de la página XM seleccionando Registro de fronteras comerciales y contratos UNR.

Ilustración 15 Plataforma XM Registro fronteras comerciales y contratos UNR

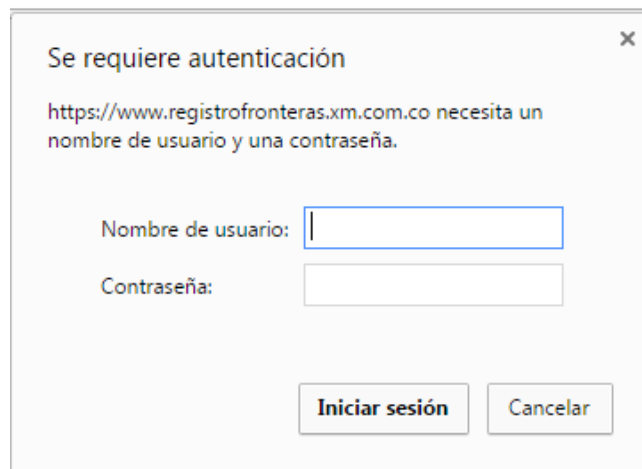


Fuente: Pagina XM <http://xm.com.co/Pages/Home.aspx>

En la sección inferior izquierda de la página de XM se encuentra: Registro de fronteras comerciales y contratos UNR.

En la ilustración 16 la plataforma XM solicita un usuario y contraseña propiedad de las empresas comercializadoras.

Ilustración 16 Autenticación del nombre de usuario



The image shows a standard web browser authentication dialog box. The title bar reads "Se requiere autenticación" with a close button (X) in the top right corner. The main text inside the dialog says "https://www.registrofronteras.xm.com.co necesita un nombre de usuario y una contraseña." Below this text are two input fields: "Nombre de usuario:" followed by a text box, and "Contraseña:" followed by a password box. At the bottom of the dialog are two buttons: "Iniciar sesión" and "Cancelar".

Fuente: **Página** **XM**
<http://registrofronteras.xm.com.co/sites/fronteras/paginas/Home.aspx>

Cada comercializador posee un nombre de usuario, clave, y se hace responsable como representante de la frontera.

Según la ilustración 17 la plataforma solicita la unidad de negocio, y para el registro de fronteras UNR la unidad de negocio es Comercializador.

Cada unidad de negocio puede participar en su respectiva área, según el Anexo L Manual Funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016

Ilustración 17 Unidad de Negocio.



Fuente: Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016

En la ilustración 17 se ha señalado la unidad de negocio para los trámites de los comercializadores.

En la sección de requerimientos ilustración 18 se tramitan objeciones y publicaciones según el tipo de frontera, estado, fecha probable de registro y código SIC (esta última si es un cambio de comercializador).

Los requerimientos pueden ser:

Cambio de tarifas, ampliación del plazo, cambio de agente, cambio de agente a modelo DDV, cancelación automática acumulación de fallas, cancelación automática DDV, cancelación de falla o hurto de grupo de medida, cancelación de frontera, cancelación de modelo embebido, importar contratos, importar tarifas.

En este pantallazo se pueden elegir los requerimientos para los diferentes tipos de fronteras así: Frontera regulada, frontera no regulada, frontera embebida, frontera

internacional, frontera de generación, frontera de distribución, frontera de distribución, frontera entre agentes.

Finalmente se observa el estado del requerimiento así: Requerimiento revisión, rechazado, no procede, guardado evaluado, error, eliminado desistido, cerrado, aprobado.

Ilustración 18 Requerimientos.



Fuente: Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016

De la Ilustración 18 lo importante es concentrarse en el requerimiento a realizar,¹⁰ ya que en este lugar la plataforma arrojará la documentación o pasos que se realizarán por parte del comercializador para la inscripción de fronteras según el Anexo M Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016

En la ilustración 19 en registro de frontera se realizan actividades de gestión de fronteras. La gestión registro fronteras se selecciona cuando se registra una nueva frontera, se modifica la frontera por ampliación de carga, se cambia de agente por cambio de comercializador.

Ilustración 19 Registro de frontera



Fuente: Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016

¹⁰ XM S.A. E.S.P. Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016. Medellín.: ISAGEN, 2016.p.1-43.

En la ilustración 19 es posible seleccionar gestión de fronteras que se encuentran en operación y registradas.¹¹

En el Anexo M: Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016 XM explica cómo utilizar el aplicativo.

En la ilustración 20 en el registro de frontera se describe el tipo de frontera, el agente representante, el código SIC y el código NIU, el departamento donde opera la frontera, similar al formato SIC 070 mencionado anteriormente.

Ilustración 20 Cambio de agente

The screenshot shows the 'registrofronteras' web application interface. At the top, there is a navigation menu with options like 'Fronteras', 'Requerimientos', 'Registro Fronteras', 'Contratos', 'Falla Huerta', and 'Informes'. The main content area is titled 'CONSULTA DE FRONTERAS' and contains a form for searching and managing border records. The form has several input fields and dropdown menus:

- Código SIC:** Text input with value 'Frt09612'.
- Código Propio:** Text input.
- Tipo de Fronteras:** Dropdown menu with 'Tipo Regulado' selected.
- Nivel de Tensión:** Dropdown menu with '(Seleccione)' selected.
- NIU:** Text input.
- Departamento:** Dropdown menu with '(Seleccione)' selected.
- Agente Representante:** Dropdown menu with '(Seleccione)' selected.

At the bottom of the form, there are three buttons: 'Aceptar', 'Limpiar', and 'Cambiar agente'. The 'Cambiar agente' button is highlighted with a red rectangular box.

Fuente: Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016

¹¹ XM S.A. E.S.P. Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016. Medellín.: ISAGEN, 2016.p.1-43.

En la ilustración 20 es posible apreciar un registro de frontera nueva o una ya existente para lo cual en la parte inferior derecha se aprecia cambio de agente.

El aplicativo genera las validaciones de plazos regulatorios para cada tipo de frontera sin permitir reducir la fecha de registro, adicionalmente se puede realizar el cambio de agente, cancelación de frontera, modificación de la frontera.

En temas de contratos es posible realizar la renovación de contratos, actualización de tarifas e Informe consulta de contratos tal como se realizaba en el formato SIC 060.

En caso de falla hurto del grupo de medida se gestiona el reporte de falla hurto para lo cual XM da un plazo de 15 o 30 Días calendario para reemplazo según sea medidor o Transformadores de medida respectivamente. En caso de no dar solución en el plazo regulatorio se amplía el plazo en máximo una vez más y se reporta en falla de no realizar modificación.

3.4. FECHA POSIBLE DE REGISTRO DE FRONTERAS

Se puede obtener los Plazos para el registro y la documentación requerida según CREG 157 de 2011 en la ubicación Fronteras comerciales en proceso de registro. En la plataforma de XM en la sección informativa y comercial se puede encontrar la publicación de las fronteras en proceso de registro formato SIC 130 Fronteras en proceso de registro tabla 4.

Tabla 4 formato SIC 130 Fronteras en proceso de registro.

**FRONTERAS COMERCIALES EN PROCESO DE REGISTRO
FORMATO SIC-130**

1. Solicitudes de registro

1.1. Fronteras de usuarios finales y alumbrados públicos:

Fecha de publicación	Código SIC	Número Serie Contador	Número de Identificación Único	Nombre Usuario ó Alumbrado	Dirección	Tipo Frontera	Ciudad - Dpto	Operador de Red	Comercializador que Exporta	Nivel de tensión Kv
2016-12-18	Fr123446	62084528	P22102012100033	SOCIEDAD PORTUARIA PUERTO BAHÍA	CALLE 7CR # 608SECTOR Bahía Cartagena "La Pulga" desembocadura canal del dique y bahía honda.	N	Cartagena-Bolívar	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	13.2
2016-12-18	Fr122555	12483	9491	TESTIGOS DE JEHOVA	AVENIDA AV CUNDINAMARCA KM 1 KILOMETRO	N	Facatativa-Cundinamarca	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. -	34.5
2016-12-18	Fr101445	63050267	2126845	BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA	CLL 72 # 9-36	N	Bogota D.C-Bogotá D.E	CODENSA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	CODENSA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	11.4
2016-12-18	Fr119521	96875401	547144637	BAKER HUGHES DE COLOMBIA	CONDominio IND. TERPEL LOTE 1 CLL40 7P-400	N	Palermo-Huila	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	34.5
2016-12-18	Fr106723	104152	18424926	CINEMARK COLOMBIA S.A.S. -	CALLE 14 # 34-01	R	Santa Marta-Magdalena	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -	34.5
2016-12-18	Fr124205	50943056		GENERAL ANIMAL FOOD SAS	CARRERA 1A # 22-29 ESTE CARTAGENITA	N	Facatativa-Cundinamarca	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. -	34.5
2016-12-18	Fr102166	53048584	SIN NIU	COLEGIO HEBREO UNION	CARRERA 43 # 85-25	R	Barranquilla-Atlántico	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -	13.2
2016-12-18	Fr124745	63082269	898179271	METALMECANICAS DEL S.A. - PLANTA 2	PARQUE INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL CAUCA, ETA PA IV, LOTE 52.	N	Caloto-Cauca	COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP - DISTRIBUIDOR	COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP -	34.5
2016-12-18	Fr121818	55058526	11622716	SUPERTEX S.A.	CARRERA 35 # 10 - 707 ACOPI	N	Yumbo-Valle del Cauca	EMPRESA MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. -	EMPRESA MUNICIPALES DE CALI	34.5

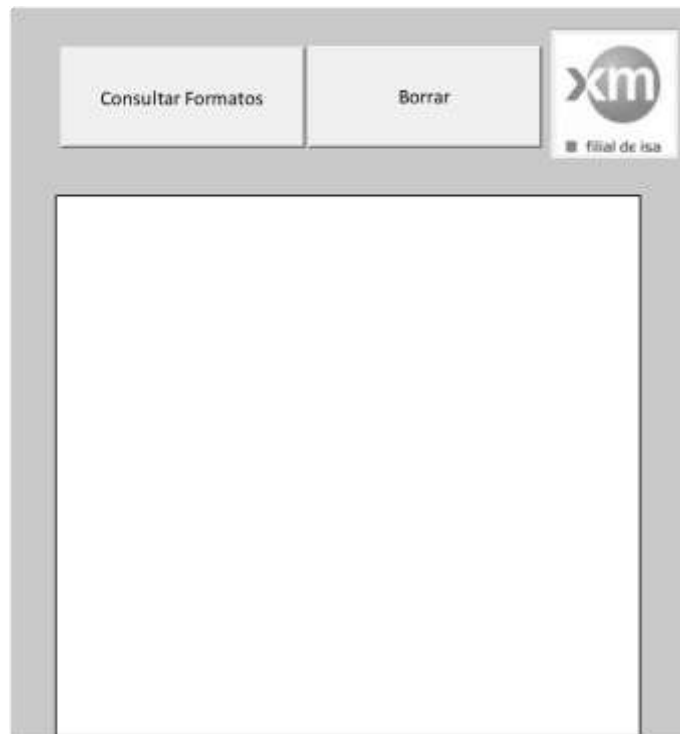
Fuente: Pagina XM <http://xm.com.co/Pages/Fronteras-Comerciales-en-proceso-de-registro.aspx>

En la página oficial de XM se busca en Transacciones del mercado de energía mayorista en la sección formatos, instructivos y procedimientos.

Se toma la opción del registro de fronteras apreciándose el macro que muestra la ilustración 21 que permite al comercializador saber que formatos debe utilizar para el registro de fronteras según la opción.

Al seleccionar formatos por tipo de solicitud es posible observar el macro mencionado.

Ilustración 21 Macro Excel consulta formatos SIC



Fuente: Pagina XM

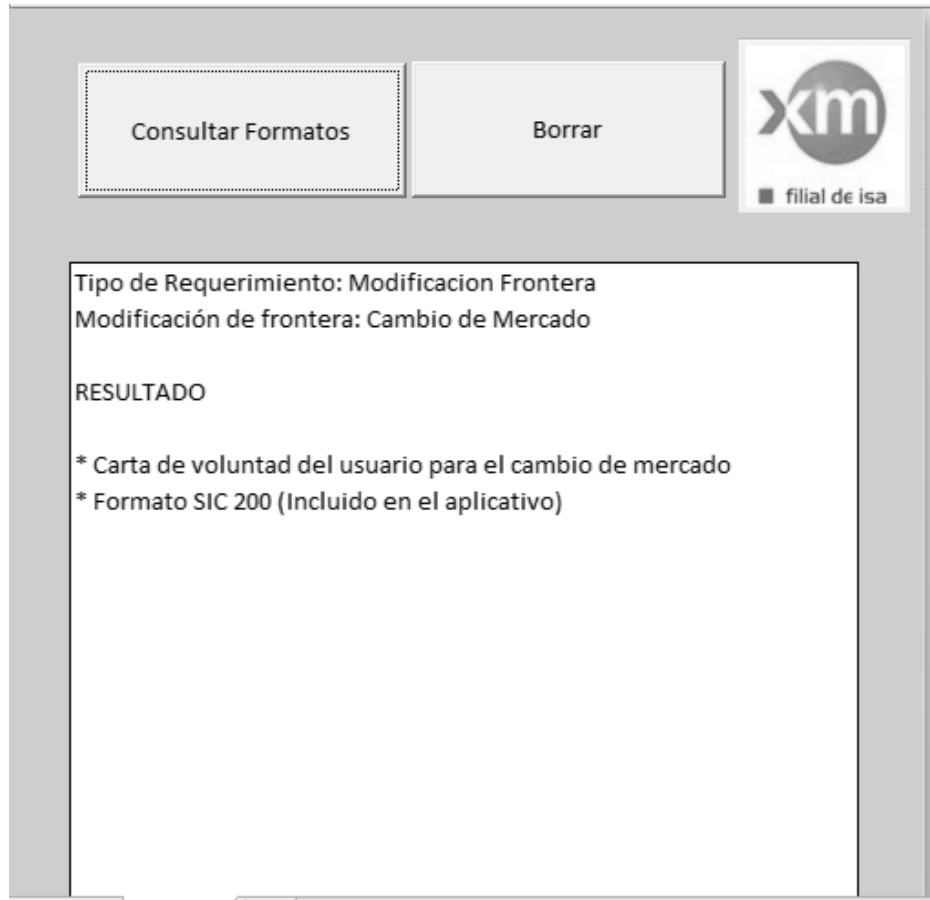
http://xm.com.co/fronteras/Formatos_por_tipo_de_solicitud.aspx

Se abre el archivo macro y se selecciona registro de una frontera nueva ilustración 21. Se identifica el tipo de frontera no regulada.

Para una frontera nueva o existente según el caso. A precio de bolsa o sistema tarifario hora a hora según lo pactado con el comercializador.

En la ilustración 22 un ejemplo realizado en el macro de XM y la acción requerida en la frontera es una modificación dela frontera por cambio de mercado.

Ilustración 22 Consulta modificación frontera por cambio de mercado.



Fuente: Pagina XM

http://xm.com.co/fronteras/Formatos_por_tipo_de_solicitud.aspx

En la Ilustración 22 el macro arroja el resultado de los formatos SIC requeridos para el registro de una modificación de fronteras con cambio de mercado:

- SIC200 es la “certificación de cumplimiento del código de medida”.
- Carta de voluntad de acuerdo al registro que se requiera, si es frontera nueva o existente, si el usuario es regulado o no regulado.

4. ASPECTOS TECNICOS PARA EL REGISTRO DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA

Las normas o resolución que especifican la parte técnica del montaje, y la operación correcta de las fronteras, Capacidades, clases, tipos, conexiones de las fronteras inscritas, que agentes pueden interactuar y finalmente que aspectos técnicos se verifican en las visitas conjuntas.

Las normas o resoluciones a tener en cuenta son: Norma técnica del operador de red en este caso se analizó la de la Electrificadora de Santander ESSA, Retie 2014, NTC 2205, NTC 2207, NTC 5019, resolución CREG 038 DE 2014.

4.1. NORMA TECNICA NORMA TECNICA OPERADOR DE RED

Norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución en el caso particular se verifico en Santander como caso local, electrificadora de Santander s.a., pero las electrificadoras en Colombia se guían de acuerdo a los mismos parámetros exigidos por la CREG.

Fecha de expedición febrero de 2014, normas técnica al público y que da lineamientos sobre instalaciones eléctricas internas, redes, subestaciones, nuevas, ampliaciones o reformas. La primera norma a la cual un UNR o CFI se ve con necesidad de cumplir para operar es la norma técnica del operador de red o incumbente (En Santander electrificadora de Santander ESSA), ya que este agente es quien aprueba o no la disponibilidad de la frontera, adicional es el agente encargado junto al comercializador de realizar las visitas conjuntas.

A continuación podemos ver los aspectos más relevantes mencionados por el operador de red enfocado en las buenas prácticas en la elección y construcción de una buena medida según lo analizado en la norma técnica ESSA¹²

4.1.1. Grupo de medida

Cuando un transformador es conectado por el primario del transformador se le llama un usuario de nivel correspondiente, siendo responsable del mantenimiento del transformador, de los equipos de conexión por el secundario y de los equipos de medida.

El usuario final según esto es responsable aguas debajo de del transformador, de la medida y la carga. Para profundizar sobre el grupo de medida acceder al Anexo M Norma técnica ESSA

4.1.2. Medidores de energía activa

Equipos que son calibrados según norma NTC 2147 para los medidores de estado sólido con clases entre 0,5 S y 0,2 S. Estas pruebas iniciales son realizadas por los fabricantes de equipos.

Los medidores de energía activa conexión directa son usados para transformadores iguales o inferiores a 45 KVA y factor de potencia igual o superior a 0,9.

El usuario final según esto es responsable de cumplir con los certificados de calibración de los equipos de medida. Como el mínimo usuario no regulado está por encima de 100 KVA la conexión de la medida es indirecta, ya que está conectado por el nivel correspondiente necesitando CTS y PTS, clase mínima del medidor es 0,5 S.

¹² ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga - Santander, 2014. P.1-181.

4.1.3. Medidores de energía reactiva

Los medidores de energía reactiva tipo inducción y clase 3 cumplen ensayos y pruebas eléctricas según la norma NTC 2148 estas pruebas iniciales son realizadas por los fabricantes de equipos. El usuario final según esto es responsable de que su medidor de reactiva clase 3, Para usuarios no regulados se usa generalmente clase 2 superando lo solicitado por el OR.

4.1.4. Equipos adicionales

Equipos adicionales a los medidores de energía activa y reactiva se rigen por la norma NTC 2233 que se refiere equipos analizadores de red, adicionales a la medida. Es poco usual que las empresas en el punto de conexión realicen otra inversión adicional a la medida.

4.1.5. Transformadores de tensión (PT)

La tensión primaria según norma ESSA¹³ es la tensión nominal a la cual se conecta el sistema, eso quiere decir al 100%. El error de un PT se obtiene entre el 80 y el 120% del valor nominal del voltaje. El rango de la carga conectada en el secundario se encontrara entre el 25 y el 100%. Los valores estándares de voltaje del secundario en Colombia son 100V, 110V, 115V, 120 V, la relación de un PT es entera y máximo un decimal. Los errores del valor de la señal de acuerdo a las clases de exactitud para 0,2 y 0,5 entre el 80% y el 120 % de la tensión nominal. En la tabla 5 el usuario final según esto cumplirá con un PT que opere entre el 80 y el 120% de la tensión nominal de la red del OR columna 2.

Transformadores de tensión operan entre 80 y 120% según el Anexo N Norma Técnica ESSA

¹³ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga - Santander, 2014. P.1-181.

Tabla 5 Máximos errores para transformadores de tensión

Clase	Error de relación (\pm %) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal	Error de fase (\pm minutos) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal	Error compuesto (\pm %) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal
	80 a 120	80 a 120	90 a 110
0,2	0,2	10	-
0,3	-	-	0,3
0,5	0,5	20	-
0,6	-	-	0,6

Fuente: Norma técnica ESSA

4.1.6. Transformador de corriente (CT)

El valor de la corriente del primario a máxima carga se presenta entre el 80 y 100% de la corriente nominal del transformador de corriente

La carga nominal del secundario esta entre el 25 y el 100% de su valor.

El error de la señal en el secundario mejora al usar equipos clase 0,5 S y 0,2 S, principalmente en valores entre el 5 y el 20 % de la I nominal.

En la tabla 6 según norma ESSA¹⁴ el usuario final según esto es responsable de operar su carga mínimo al 25% para evitar errores en la medida y máximo al 100 % de la carga lo que debe concordar con la máxima corriente de la carga por el primario. Igualmente el estudio del operador de red determina que al 120% de la carga el CT no presenta ninguna variación en la medida. En la filas extendidas 0,2S y 0,5S a partir del 20% se mantienen estable el error en 0,2 y 0,5%, hasta 120%.

¹⁴ ELECTRICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga - Santander, 2014. P.1-181.

Tabla 6 Máximo error para transformadores de corriente

Clase	Error de relación (± %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error de fase (± minutos) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error compuesto (±%) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal	
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	10	100
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10	-	-
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	-	-
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30	-	-
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	-	-
0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,3
0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	0,6

Fuente: Norma técnica ESSA

4.1.6.1. Variables de corriente en los CTS diferentes a la corriente nominal

Las Corriente nominal primaria y nominal secundaria, son los valores principales en los CTS, pero existen otros valores corrientes derivadas de la nominal que el fabricante menciona como lo son la corriente Térmica nominal y corriente dinámica.

Corriente térmica Nominal I_{th} de corta duración I_{th}

- $I_{th} \geq ICC \cdot t^{1/2}$
 ICC es corriente de cortocircuito en el punto de conexión y t el tiempo del cortocircuito.
- La corriente dinámica nominal I_{dyn}
 $I_{dyn} \geq 2,5 \cdot I_{th}$

Estas corrientes son importantes para los fabricantes, debido a que están relacionados con la capacidad de cortocircuito que pueden destruir el equipo en caso de un evento fortuito.

4.1.7. Acceso a los equipos de medida

La empresa comercializadora y distribuidora tiene acceso al grupo de medida.

El usuario tiene acceso al medidor por consulta directa o a través de las bases de datos del comercializador.

Los equipos de medida se calibran previamente a la energización de la frontera.

El usuario final según esto es responsable de permitir el ingreso del operador de red y del comercializador para realizar las verificaciones que requiera la medida de dicha frontera.

4.2. REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS RETIE 2014

Reglamento técnico orientado a la protección de la vida de las personas de los efectos de la energía eléctrica.

Fecha de expedición 5 de septiembre de 2013, y establece las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, animal y vegetal minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Luego de verificar la norma local del OR se procede a revisar la norma a nivel nacional llamado reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.¹⁵

Ver Anexo N Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE

¹⁵ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. RETIE (05, septiembre, 2013). Por la cual se crea el reglamento técnico de instalaciones eléctricas. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2013, no. 48904. P.1-334.

El grupo de medida de un usuario final cumple con retie si cumple con los parámetros que le apliquen, en cuanto a capacidad eléctrica, color de señalización, calibre de los conductores etc.

Lo relevante encontrado en el retie sobre las fronteras fue el código de colores para el cableado de las señales, la competencia de los constructores eléctricos y los niveles de tensión de los sistemas eléctricos.

4.2.1. Código de colores cableado de señales

Según la tabla 7 códigos de colores para cableado por baja tensión trifásico columna 4, las señales de los equipos de medida son para las tres fases por baja: Amarillo, azul y rojo, blanco el neutro y la tierra verde o verde amarillo.¹⁶

¹⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. RETIE (05, septiembre, 2013). Por la cual se crea el reglamento técnico de instalaciones eléctricas. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2013, no. 48904. P.1-334.

Tabla 7 Código de colores corriente alterna trifásico

Sistema c.a.	1Φ	1Φ	3ΦY
Tensión nominal (voltios)	120	240/120	208/120
Conductor activo	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos
Fase	Color fase o negro	Color fases o 1 Negro	Amarillo Azul Rojo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco
Tierra de protección	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde
Tierra aislada	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.

4.2.2. Competencia de los constructores eléctricos

En Colombia toda construcción eléctrica, incluyendo el grupo de medida será realizada por personal competente (ingeniero, tecnólogo, técnico SENA o por competencias). Según se aprecia en el Anexo O reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE

4.2.3. Niveles de tensión:

Esto aplica para clasificar el nivel de tensión del usuario final y está relacionado con el nivel primario de tensión del grupo de medida o de la carga total. Los niveles de tensión para fronteras no reguladas en Colombia más usados son:

- Nivel de tensión 2:
Mayor a 1000 v hasta 30000 v. llamado MT media tensión
- Nivel de tensión 3:
Mayor a 30000 v y menor a 57500 v. llamada también MT media tensión

Los usuarios no regulados más comunes se encuentran conectados en nivel 2 (13200 voltios) o nivel 3 (34500 voltios).

4.2.4. Seguridad personal por manipulación de señal de los CTS.

El secundario del transformador de corriente por ningún motivo puede ser abierto mientras se encuentre energizado. Esta situación puede presentar peligro de avería y daños a la vida humana por riesgo de explosión.

4.3. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 2205 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CTS

Fecha de expedición 29 de septiembre de 2004, es la Norma para transformadores de corriente de medida entre 15 y 100 HZ según:¹⁷

Ver Anexo O Norma técnica colombiana NCT 2205 Transformadores Corriente

Y también describe los requisitos de diseño de los transformadores de corriente para los fabricantes.

Norma para transformadores de corriente para uso con instrumentos de medición de corriente eléctrica y de protección, esto para transformadores con devanados separados. El transformador de corriente es un transformador para instrumentos, en el cual la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria, donde la diferencia de fase es cero.

La nomenclatura importante a considerar para un transformador de corriente es: Devanado primario, devanado secundario, circuito secundario, corriente primario nominal, corriente secundario nominal, relación de transformación real, relación de transformación nominal, clase, carga, carga nominal, frecuencia nominal.

4.3.1. Condiciones ambientales de servicio

Para Colombia se toma la temperatura de uso entre -5/40 grados centígrados.

La altitud Nominal 1000 m. de altitud sobre el nivel de mar.

¹⁷ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 2205 (29, septiembre, 2004). Norma que aplica a transformadores de corriente nuevos para uso con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección eléctrica con frecuencias entre 15 Hz y 100 Hz. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-65.

Valor promedio de la temperatura exterior al transformador no exceda los 35° C, medida las 24 horas. La presión del viento no exceda los 700 Pa, y la velocidad del viento máximo 34 m/s.

Estas recomendaciones o lineamientos son dados por los fabricantes para evitar deterioro temprano en los equipos de medida expuestos a las inclemencias del tiempo.

4.3.2. Valores normalizados de las corrientes primarias y secundarias nominales

Valores de corriente nominal primario 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 A

Valores de corriente nominal secundario 1A, 2A y 5A.

4.3.3. Corriente térmica nominal permanente

Cuando se especifica una corriente térmica nominal permanente los valores usados son el 120 % a 150 % y 200 % de la corriente primaria.

4.3.4. Valores normalizados de potencia nominal

Los valores nominales de potencias normalizadas para CTS son: 2,5 - 5,0 - 10 - 15 y 30 VA

4.3.5. Niveles de aislamiento de los CTS

Según el nivel de tensión del grupo de medida o de la carga del usuario final se pueden obtener los niveles de tensión nominal no disruptiva (tensiones que no afectan el equipo a frecuencia nominal o tipo rayo).

En la tabla 8 se aprecian valores de tensión nominal no disruptiva a frecuencia industrial y tipo rayo, de las cuales se verifican las más usadas por los usuarios no

regulados de 13200 voltios y 34500 voltios.¹⁸ Según se aprecia en el Anexo P Norma Técnica Colombiana NTC 2205 Transformadores corriente

Para 13,2 KV soporta sin destrucción del equipo 28 KV frecuencia nominal y 68 Kv tipo rayo.

Para 34,5 KV soporta sin destrucción del equipo 70 KV frecuencia nominal y 145 Kv tipo rayo.

Tabla 8 Valores de tensión no disruptiva

Tensión más alta para el equipo U_m (valor eficaz) kV	Tensión nominal no disruptiva a frecuencia industrial (valor eficaz) kV	Tensión nominal no disruptiva de impulso tipo rayo (pico) kV
0,72	3	-
1,2	6	-
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75
17,5	38	75 95
24	50	95 125
36	70	145 170

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 2205 Transformadores Corriente.

4.3.6. Identificación de la marcación de los terminales

La marcación de los terminales identifica:

¹⁸ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 2205 (29, septiembre, 2004). Norma que aplica a transformadores de corriente nuevos para uso con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección eléctrica con frecuencias entre 15 Hz y 100 Hz. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-65.

- Los devanados primario y secundario.
- Las secciones del devanado, si las hay.
- Las polaridades relativas de los devanados.
- Las derivaciones intermedias, si las hay.

4.3.7. Método utilizado para la marcación

La marcación de los CTS es realizada por los fabricantes en forma clara, ya sea superficial o en su cercanía inmediata. Letras mayúsculas seguidas o precedidas, por números.

En la ilustración 23 se aprecian las marcas de los terminales primarios y secundarios para un transformador de corriente. Según el Anexo P Norma Técnica Colombiana NTC 2205 Tranf. Corriente

- P1 y P2 indica señal primaria entrada y salida
- S1 y S2 indica señal secundaria entrada y salida

Pueden existir otras nomenclaturas derivadas del tipo de conexión del CT, las marcaciones diferentes el fabricante las señala:

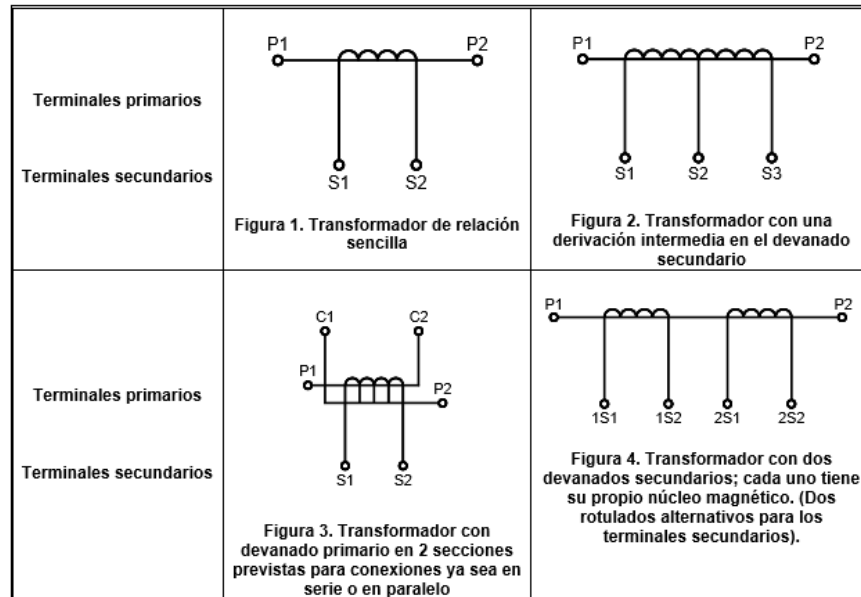
- C1, C2, S3, 1S1, 1S2, 2S1 y 2 S2.

Todos los terminales marcados P1, S1 y C1 serán de la misma polaridad, así mismo los terminales marcados P2, S2 y C2 serán de la misma polaridad.

P1 y P2 para denotar los bornes del primario, igualmente se observa S1 y S2 para denotar los bornes del secundario.¹⁹

¹⁹ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 2205 (29, septiembre, 2004). Norma que aplica a transformadores de corriente nuevos para uso con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección eléctrica con frecuencias entre 15 Hz y 100 Hz. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-65.

Ilustración 23 Marcación de los terminales de los CTS



Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 2205 Tranf. Corriente.

4.3.8. Placa de características de los CTS

Para los constructores la placa de características porta la información apropiada para su uso como lo es: La clase de exactitud y el factor de seguridad del instrumento ubicado después de la indicación de la salida nominal (por ejemplo: 15 VA clase 0,5 FS10). Los transformadores de corriente que tienen un valor de corriente extendida se indica inmediatamente después de la designación de clase.

Los TC's llevan como mínimo la siguiente información:

- El nombre del fabricante.
- Número de serie.
- La corriente primaria y secundaria nominal:

- La frecuencia nominal.
- La potencia nominal y la clase de exactitud correspondiente.
- La tensión más alta para el equipo
- El nivel del aislamiento nominal.

4.3.9. Clases de exactitud normalizadas y error asociado

Las clases de exactitud normalizada para los transformadores de corriente para medida son:

0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 - 5.

Para las clases 0,1 - 0,2 - 0,5 y 1 y para las clases extendidas 0,2 S y 0,5 S, el error de corriente y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal, se da cuando la carga secundaria está en cualquier valor entre el 25 % y el 100 % de la carga nominal y entre el 5 y el 120% de la corriente secundaria.

4.4. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC2207 TRANSFORMADORES DE TENSION PTS

Fecha de expedición 8 de octubre de 2004, es la norma para transformadores de tensión inductivos para medida y protección, entre 15 y 100 HZ.²⁰ Todos los transformadores pueden servir para medida, pero algunos sirven para aplicaciones de protección lo cual puede ser observado en:

Anexo P Norma Técnica Colombiana NTC 2207 Transformadores de Voltaje

²⁰ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 2207 (29, septiembre, 2004). Norma que aplica a transformadores de Tensión inductivos nuevos para uso con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección eléctrica con frecuencias entre 15 Hz y 100 Hz. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-56.

4.4.1. Valores normalizados de las tensiones, relación de transformación y potencia nominales

Los valores de tensión del primario son de acuerdo a los niveles de tensión normalizados de la red (Nivel de tensión 1, 2, 3, 4, o 5). Para los transformadores monofásicos destinados a ser montados entre fase y tierra en los sistemas trifásicos, la tensión primaria nominal es el nivel de tensión dividido por raíz de 3.

Los valores de tensión secundaria normalizados para Europa son 100 V , 110 V, 200 V en los circuitos secundarios extendidos.

Los valores de tensión normalizados en Estados Unidos y Canadá son 120 V para distribución, 115 V para transmisión, 230 V para circuitos secundarios extendidos.

La relación de transformación nominal normalizada para los PTS es 10 - 12 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 80.

Los valores normalizados de la potencia nominal, expresados en voltamperios, para un factor de potencia de 0,8 (circuito inductivo) son:

10 - 15 - 25 - 30 - 50 - 75 - 100 - 150 - 200 - 300 - 400 - 500 VA

Según el nivel de tensión del grupo de medida o de la carga del usuario final se pueden obtener los niveles de tensión nominal no disruptiva (tensiones que no afectan el equipo) a frecuencia nominal o tipo rayo.

4.4.2. Marcación de las placas de características

Todos los transformadores de tensión llevan, como mínimo, las siguientes indicaciones:

- Nombre del fabricante;
- Número de serie;
- Tensiones primarias y secundarias nominales;
- Frecuencia nominal;
- Potencia nominal y la clase de exactitud;

- Tensión más alta para el equipo;
- Nivel de aislamiento nominal.

4.4.3. Marcación de los terminales

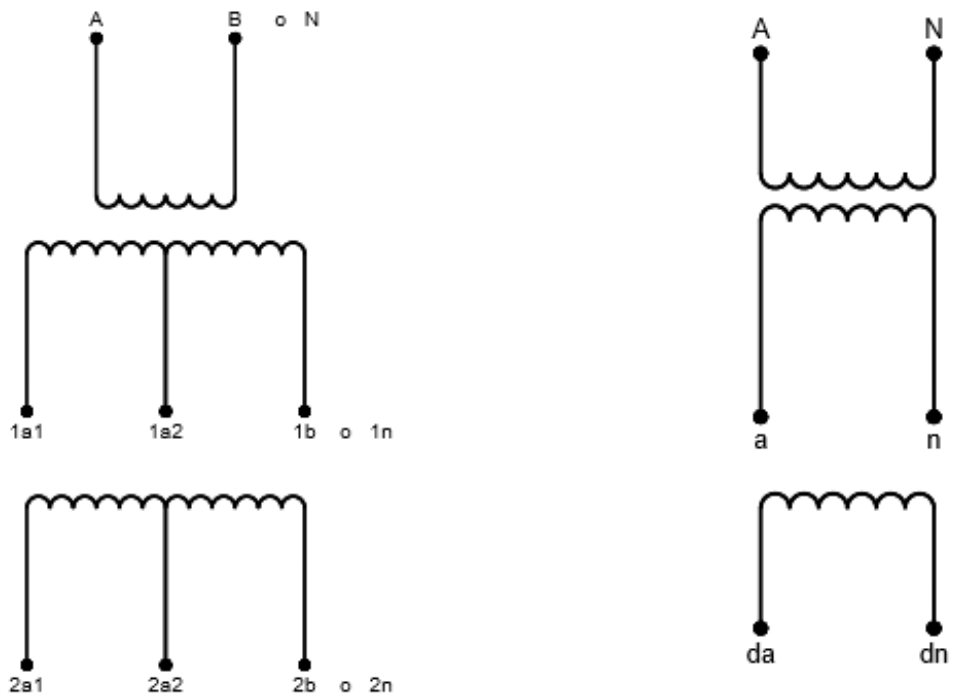
Esta marcación aplica a los transformadores de tensión monofásicos y a los conjuntos de transformadores monofásicos montados como un sólo elemento y conectados a un transformador de tensión trifásico.

En la ilustración 24 la marcación para transformadores de voltaje de los bornes del primario con las letras mayúsculas A, B, C y N se designan a los terminales del devanado primario. Las letras A, B y C designan a los terminales totalmente aislados y la letra N designa al terminal destinado a ser puesto a tierra. En el secundario, las letras minúsculas a, b, c y n designan a los terminales del devanado secundario correspondientes. Las letras 1 a 1, 1 a 2, 1 b, 2 a 1, 2 a 2, 2 b corresponden a circuitos secundarios múltiples. Las letras da y dn designan los terminales de los devanados destinados a suministrar una tensión residual. Apreciable en el Anexo Q Norma Técnica Colombiana NTC 2207 Transformadores de Voltaje.

Las polaridades relativas en los terminales primarios y secundarios que corresponden tienen la misma polaridad. ²¹

²¹ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 2207 (29, septiembre, 2004). Norma que aplica a transformadores de Tensión inductivos nuevos para uso con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección eléctrica con frecuencias entre 15 Hz y 100 Hz. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-56.

Ilustración 24 Marcación bornes PTS



Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 2207 Transformadores de Voltaje.

Las clases de exactitud normalizadas de los PTS transformadores inductivos de tensión monofásicos para medida son: 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0

Para los clientes no regulados en general la mayoría opera con PTS clase 0,5.

Para usuarios con cargas superiores a 30 megavatios usaran PTS clase 0,2.

4.5. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 5019 GRUPO DE MEDIDA MEDIDORES CTS Y PTS.

Fecha de expedición 21 de marzo de 2007 y contiene los temas equipos de medición, medidor de energía, selección de equipos de medición.

Establece las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica.²² Los niveles de tensión según la NTC 5019 son muy baja tensión, baja tensión, media tensión, alta tensión y extra alta tensión.

En esta norma en particular los niveles de tensión 2 y 3 se unen en uno solo llamado media tensión. Como se observa en: Anexo Q Norma técnica colombiana NTC 5019 Grupo de medida

4.5.1. Tipos de conexión de medida

Existen tres tipos de conexiones que dependen del nivel de tensión y de la carga a medir.

- Conexión directa (carga total igual a la carga de la medida).
- Conexión semi directa (nivel de tensión igual al de la carga, nivel de corriente diferente al de la carga, se usa secundario de un transformador de corriente)
- Conexión indirecta (nivel de tensión y corriente diferentes a los de la carga, se usan los secundarios de transformadores de tensión y transformadores de corriente).

²² COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Los Usuarios finales no regulados se conectan generalmente por conexión indirecta, exceptuando las fronteras embebidas, que pueden ser conectadas por conexión semidirecta.

4.5.2. Criterios para selección de equipos de medida

- Medida directa Se usan medidores de activa y reactiva únicamente.
- Medida semi directa Se usan medidores de activa y reactiva, adicional, la utilización del secundario de los transformadores de corriente y la tensión de las fases. Para este tipo de medida se requiere la utilización de bloques de prueba.
- Medida indirecta se usan medidores multifuncionales y juegos de transformadores de corriente y de potencia, el número de transformadores depende del tipo de conexión y el número de elementos. En esta conexión también se requiere bloque de pruebas.

Los usuarios no regulados se conectan con 3 Cts y 3 PTS conexión indirecta, pero también es permitida la conexión Aarón que utiliza una configuración de 2 CTS y 2 PTS, muy usada por temas de economía.

4.5.3. Normas de fabricación de los equipos de medida

- Normas de Medidores de energía NTC: 4052, 2147, 4569, 2288, 2148 (medidores electromecánicos, estáticos según las clases y electrotecnia). También IEC 60145 Y 62055. (Sistemas de medida y sistemas de pago). El sistema de comunicación debe cumplir con la norma: IEC 62056 ANSI /IEEE.
- Normas Para transformadores de medida NTC: 2205, 2207, 4540 o IEC 60044-5 O ANSI 57-13 o IEE (instrument Transformers).

Las normas de fabricación de los equipos es el soporte que entrega el constructor que indica si un equipo de medida fue construido según dichas normas y cumplen con las características requeridas en un país.

4.5.4. Selección de medidores de energía

La escogencia del medidor se da de acuerdo al tipo de conexión (directa, semi directa e indirecta) a la carga instalada del usuario en KVA, escogiendo características internas tales como la clasificación del tipo de tarifa y la clase de exactitud requerida para la medición. Existen algunas situaciones por las cuales se requiere o no ciertos tipos de medida: Medición prepago por requerimiento del operador de red. (Zonas marginales).

Para instalaciones con carga instalada superior a 300 KVA se requiere medidor multifuncional solicitado por el comercializador y el código de medida, con aspectos especiales como la clase, la configuración y la comunicación.

Se realiza medida semi directa cuando la capacidad instalada es mayor de 24 KVA hasta 112,5 KVA y debe ser clase 0,5 S.

En la tabla 9 selección de medidores de energía se puede apreciar como la medida indirecta que aplica para fronteras superiores a 112,5 KVA medidor multifuncional, clase 0,5 S para activa y clase 2 para reactiva.²³ Según Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

²³ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Tabla 9 Selección medidores de energía

Tipo de medición	Tipo de servicio	Capacidad instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor ^{1) 2)}				
			Medidor	Energía ³⁾	Clasificación ⁴⁾	Clase ⁵⁾	
						Electromecánico	Estático ⁶⁾
Directa	Monofásico bifilar	≤ 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	2	1
	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienegía	–	1 2
	Bifásico trifilar	≤ 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienegía	–	1 2
	Trifásico tetrafilar	≤ 36	Trifásico tetrafilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienegía	–	1 2
	Semi-directa	Monofásico trifilar	> 24	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	Multifunción	–
Trifásico tetrafilar		> 36	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	Multifunción	–	1 ó 0,55 ⁷⁾ 2
Indirecta	Trifásico trifilar	= 112,5	Trifásico trifilar ⁷⁾ ó Trifásico tetrafilar ⁸⁾	Activa y Reactiva	Multifunción	–	0,55 2
			Trifásico tetrafilar ⁸⁾	Activa y Reactiva	Multifunción	–	0,25 2

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

4.5.5. Características de los medidores de energía

Las características más importantes de los medidores de energía para tener en consideración son las siguientes:

- Tipos de medición Directa, semi directa e indirecta
- tipos de medidores Activa monofásico, bifásico, trifilares, activa - reactiva trifásico trifilar, tetra filar.
- numero de fases 1, 2, 3 fases.
- numero de hilos 2, 3 Y 4 hilos.
- número de elementos 1, 1 1/2 , 2 Y 3 elementos.
- tensión de referencia 120, 240, 2 Y 3 x 120/208, 3X120/208, 3X(102/V3) / 120 voltios

- frecuencia 60 HZ para Colombia.
- corriente básica ≤ 10 amperios para medidores estáticos y 15/30 Amperios para medidores electromecánicos.
- tipo constructivo del medidor Electromecánico o estático.
- corriente nominal 5 A para indirecta
- corriente máxima Menor a 6 Amperios para medidores multifuncionales y para medida directa hasta 60 A.

Los usuarios no regulados generalmente usan medición indirecta trifásicos tetra filares a 2 elementos conexión Aarón, tensión de referencia 3X120/208 Voltios, 60 Hz, corriente inferior a 10 Amp, medidor multifuncional tipo estático. al como lo describe el Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

4.5.6. Selección de los transformadores de medida de corriente

- Medida semi directa La relación de los transformadores de corriente para medida semi directa depende de la carga instalada y del nivel de tensión de la carga instalada (por baja tensión).
- Esto es entendible teniendo en consideración de la fórmula de potencia que relaciona amperaje y voltaje.

En la tabla 10 podemos entender cómo elegir un transformador de corriente Por baja tensión para medida semidirecta lo que implica medida por baja tensión. Imaginemos que nuestra carga es de 100 KVA con salida por el secundario de una tensión de 3X120/208 V, esto nos lleva a observar en la primera columna que para una carga entre 87 a 129 KVA se requiere unos CTS de 300 / 5 A.²⁴

²⁴ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Tabla 10 Elección transformadores de corriente medida semi indirecta

Circuitos a 3 x 120/208 V		Circuitos a 3 x 127/220 V		Circuitos a 3 x 254/440 V		Circuitos a 120/240 V	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
28 A 43	100/5	30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
44 A 65	150/5	46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
66 A 86	200/5	69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5
87 A 129	300/5	92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
130 A 162	400/5	138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
163 A 194	500/5	183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
195 A 259	600/5	229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
260 A 324	800/5	275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
325 A 389	1 000/5	366 A 457	1 000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1 000/5
390 A 467	1 200/5	458 A 548	1 200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1 200/5
468 A 648	1 600/5	549 A 731	1 600/5	1 098 A 1463	1600/5	312 A 438	1 600/5

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

En la tabla 11 para elección de CTS para media tensión se verifica el nivel de tensión al que se encuentra conectada la frontera por media tensión conexión indirecta. Para nivel de tensión 13200 voltios y 34500 voltios, niveles normales usados en clientes no regulados con una carga instalada ejemplo de 800KVA se tienen que los CTS requeridos son 30/5 y 15/5 respectivamente.²⁵ Datos verificados en el Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

²⁵ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Tabla 11 Elección Transformadores de corriente medida indirecta

Circuitos a 11,4 kV		Circuitos a 13,2 kV		Circuitos a 34,5 kV	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
79 a 118	5/5	91 a 137	5/5	239 a 358	5/5
158 a 237	10/5	183 a 274	10/5	478 a 717	10/5
238 a 355	15/5	275 a 411	15/5	718 a 1 075	15/5
356 a 473	20/5	412 a 503	20/5	1 076 a 1 314	20/5
474 a 592	25/5	504 a 617	25/5	1 315 a 1 613	25/5
593 a 710	30/5	618 a 823	30/5	1 614 a 2 151	30/5
711 a 947	40/5	824 a 1 029	40/5	2 152 a 2 689	40/5
948 a 1 184	50/5	1 030 a 1 234	50/5	2 690 a 3 226	50/5
1 185 a 1 421	60/5	1 235 a 1 554	60/5	3 227 a 4 063	60/5
1 422 a 1 829	75/5	1 555 a 1 829	75/5	4 064 a 4 780	75/5
1 830 a 2 369	100/5	1 830 a 2 743	100/5	4 781 a 7 170	100/5
2 370 a 3 554	150/5	2 744 a 4 115	150/5	7 171 a 10 756	150/5
3 555 a 4 739	200/5	4 116 a 5 144	200/5	10 757 a 13 445	200/5

NOTA Para las Tablas 4 y Tabla 5, los rangos de capacidad instalada han sido definidos considerando un Factor de Cargabilidad del t.c. del 120 %. Para el caso de rangos de carga no contemplados en la Tabla 4 (por ejemplo 119 kVA a 157 kVA para circuitos a 11,4 kV puede especificarse un t.c. con Factor de cargabilidad del 150 % o del 200 % según sea el valor de la carga, o utilizarse un t.c. de relación 7,5/5 A.

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

En la tabla 12 la clase de exactitud de los CTS, PTS y cantidad de equipos es estipulada de acuerdo a los parámetros del Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

- tipo de medida (semi directa o indirecta).
- Tipo de medidor a usar (monofásico, trifásico tetra filar o trifásico trifilar)
- Nivel de tensión Baja Tensión, Media Tensión, Alta Tensión y Extra Alta Tensión.

- Relación de transformación de corriente (valores altos para semi directa (baja tensión), valores bajos para medida indirecta (media tensión)).
- Tipo de equipo (TC o TP)
- Para las fronteras no reguladas, medida indirecta, media tensión y finalmente la clase que requiere el equipo de medida.²⁶

Tabla 12 Selección de los transformadores de medida según conexión

Tabla 6. Selección de transformadores de medida

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión	Relación del t.c. (RTC) ¹⁾	Transformadores de medida		
				Tipo	Cantidad	Clase ²⁾
Semi-directa	Monofásico trifilar o Trifásico tetrafililar	BT	RTC ≤ 400/5 A	t.c.	2 ó 3	0,5 ó 0,6
			RTC > 400/5 A			0,5S
Indirecta	Trifásico trifilar	MT (1 kV < V ≤ 30 kV)	RTC ≤ 15/5 A	t.c.	2 ó 3	0,5 ó 0,6
			RTC > 15/5 A	t.t.		0,5S
				t.c.		0,5 ó 0,6
				t.t.		0,5 ó 0,6
		MT (30 kV < V < 57,5 kV)	Para todas las RTC	t.c.	2 ó 3	0,5S
				t.t.		0,5 ó 0,6
		AT y EAT	Para todas las RTC	t.c.	3	0,2S
				t.t.		0,2 ó 0,3

1) La relación de transformación de los transformadores de corriente en función de la carga instalada y del nivel de tensión se especifica en las Tablas 4 y 5.

2) Las clases de exactitud normalizadas son:

0,2, 0,2S, 0,5 y 0,5S para transformadores de corriente fabricados bajo la NTC 2205 (IEC 60044-1)
0,2 y 0,5 para transformadores de tensión fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 60044-2)
0,3 y 0,6 para transformadores fabricados bajo la norma ANSI / IEEE C57.13

Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar transformadores con índices de clase inferior a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de Clase 0,5 se puede instalar un transformador Clase 0,5S ó Clase 0,2.

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

²⁶ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Los usuarios no regulados se conectan de manera indirecta, con cuentas trifásicas en niveles de tensión de media tensión la gran mayoría con conexión a 2 o 3 elementos según la tabla 12 la clase de los equipos transformadores de corriente es clase 0,5S y la clase de los transformadores de tensión es 0,5. Para alta y extra alta tensión no se recibe conexión a 2 elementos.

4.5.7. Selección de los transformadores de medida de tensión

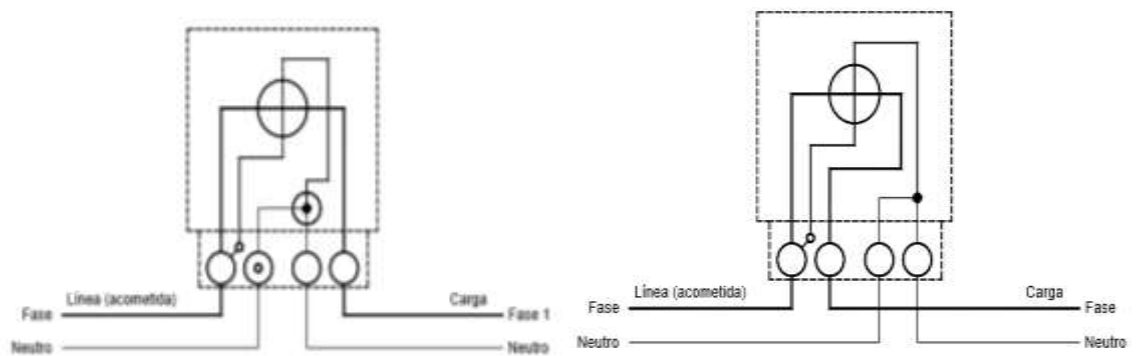
- Tensión primaria nominal corresponde a la tensión del sistema.
- Tensión secundaria nominal es el valor la entrada de voltaje del medidor. Generalmente 120 V. Debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a este. Normalmente las tensiones secundarias normalizadas son: 120, 115, 110 V. Los circuitos trifásicos instalados fase tierra se dividen las tensiones en $\sqrt{3}$.
- Relación de transformación se permiten niveles superiores de transformadores al sistema a conectar, siempre y cuando se certifique la medida. Numero entero relacionado con la tensión del primario y la tensión del secundario, máximo un dígito decimal.
- Carga nominal Burden, selección respecto de la carga del grupo de medida y la pérdida en los cables de conexión. La carga de los equipos conectados al PT está comprendida entre el 25 y el 100% de su valor. Para valores inferiores al 25% se requiere un informe.

4.5.8. Esquemas de conexión para medidores

4.5.8.1. Esquemas de conexión para medida directa.

- Medidor monofásico bifilar conexión simétrica y asimétrica medida directa. En la ilustración 25 los esquemas típicos de conexión directa monofásico, medidor simétrico a la derecha y asimétrico a la izquierda.²⁷ Ver en Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

Ilustración 25 Esquema de conexión medida semidirecta monofásico simétrico y asimétrico



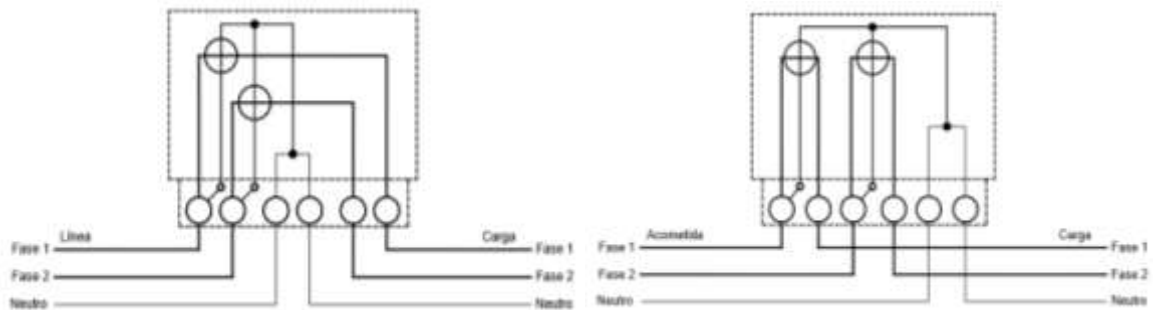
Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

- Medidor bifásico trifilar conexión simétrica o asimétrica medida directa

²⁷ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

En la ilustración 26 se observa la conexión directa típica para medidor simétrico izquierda y asimétrica a la derecha de un medidor bifásico según Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

Ilustración 26 Esquema de conexión medidor bifásico medida directa simétrico y asimétrico



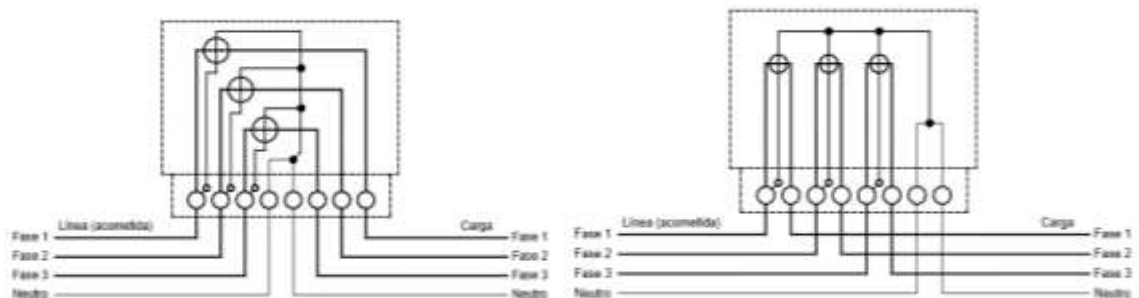
Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

- Medidor trifásico tetra filar conexión simétrica o asimétrica medida directa

En la ilustración 27 conexión directa simétrica o asimétrica se puede apreciar la carencia de transformadores de tensión.²⁸ Según Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

²⁸ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Ilustración 27 Esquema de conexión medidor trifásico medida directa simétrico y asimétrico



Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

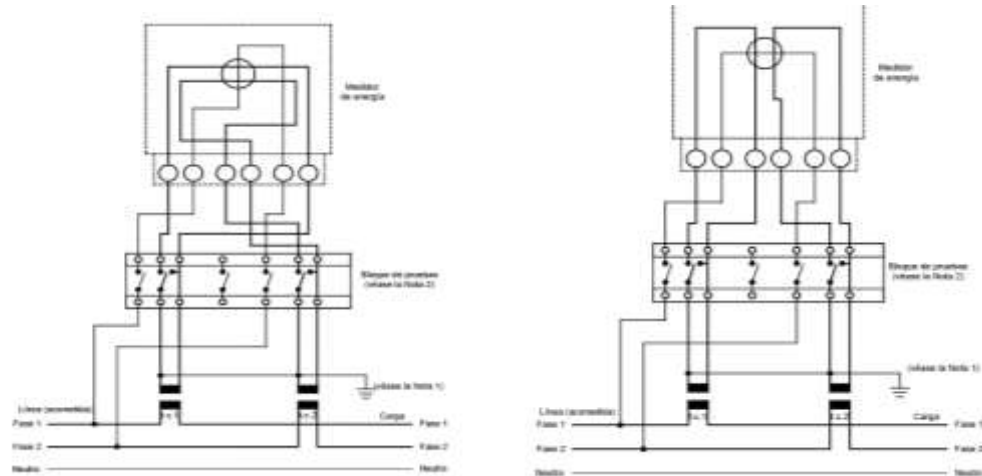
4.5.8.2. Esquemas de conexión para medida semi directa.

- Medidor monofásico trifilar conexión simétrica o asimétrico medida semi directa. Equipos: 1 und Medidor monofásico trifilar de 1 ½ elemento, 2 und TCS y 1 bloque de prueba 2 E.

En la conexión semi directa para medida de carga bifásica simétrica a la derecha, asimétrica a la izquierda ilustración 28.²⁹ Según Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

²⁹ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Ilustración 28 Esquema conexión medidor monofásico semidirecta simétrico y asimétrico



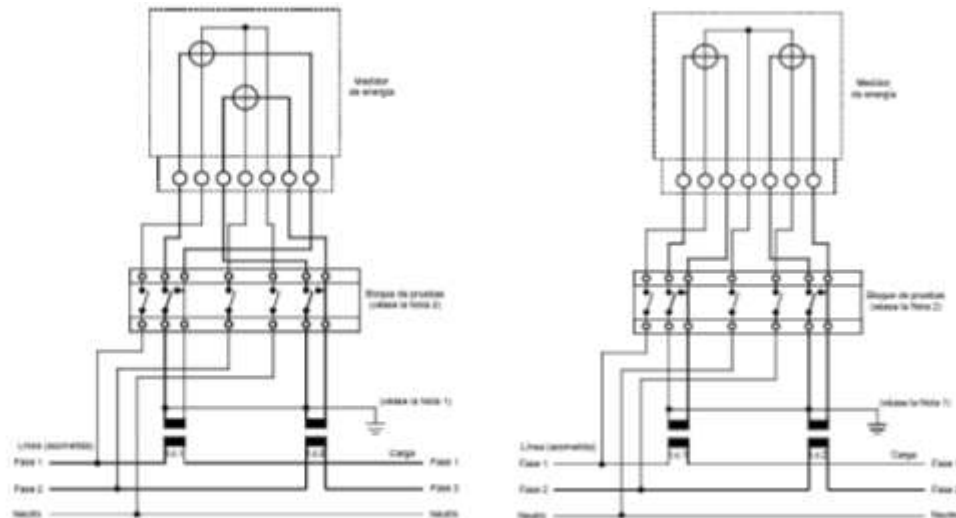
Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

- Medidor bifásico trifilar conexión simétrica o asimétrico medida semi directa. Equipos: 1 und Medidor de energía trifásico trifilar de 2 elemento, 2 TCS y 1 bloque de prueba 2E.

En la ilustración 29 se aprecia la conexión semidirecta de la medida para 2 elementos simétrico y asimétrico.³⁰

³⁰ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

Ilustración 29 Medidor bifásico medida semidirecta conexión simétrica y asimétrica



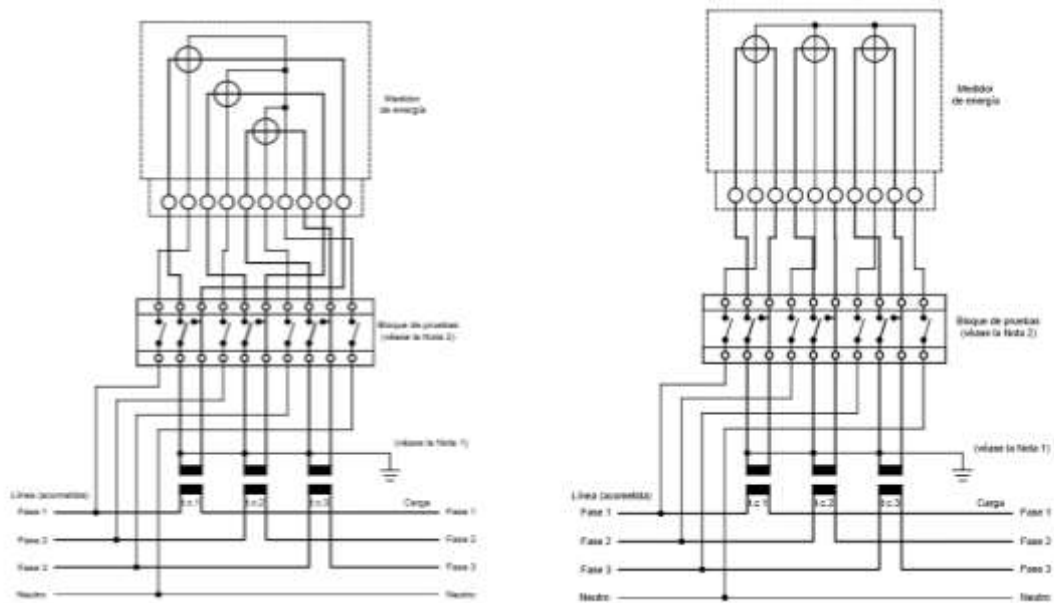
Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

- Medidor trifásico tetra filar conexión simétrica o asimétrica medida semi directa. Equipos: 1 Medidor de energía trifásico tetra filar de 3 elemento, 3 TCS y 1 bloque de prueba 3E.

En la ilustración 30 conexión semidirecta usado en usuarios no regulados embebidos conexión por baja tensión. Conexión también usada para medida en la frontera con macros para transformadores de un proyecto de usuarios regulados

por baja tensión.³¹ Según Anexo R Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

Ilustración 30 Conexión tetra filar semidirecta simétrico y asimétrico



Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

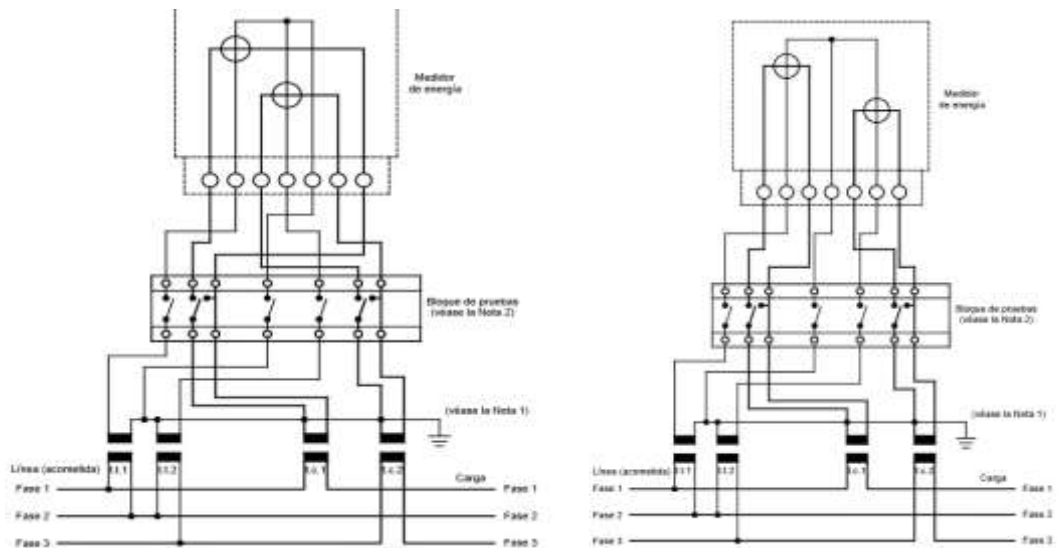
4.5.8.3. Esquemas de conexión para medida indirecta.

- Medidor multifunción trifásico trifilar conexión simétrica o asimétrica medida indirecta. Equipos: 1 Medidor multifuncional de energía activa y reactiva trifásico trifilar 2E, 2 TCS, 2TPS y 1BP 2E.

³¹ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

En la ilustración 31 la conexión indirecta para un circuito bifásico por media tensión.³²

Ilustración 31 Conexión indirecta medidor bifásico conexión simétrica y asimétrica



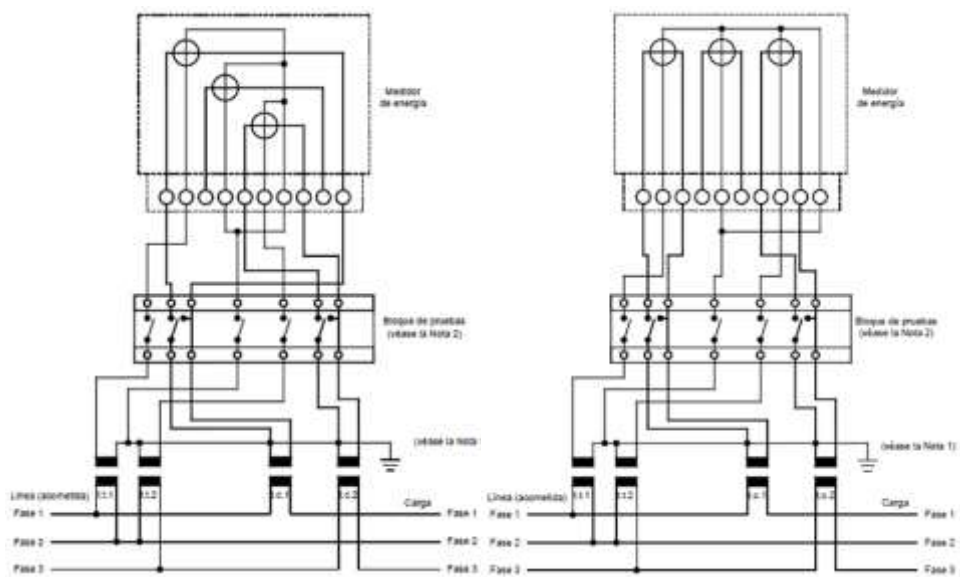
Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

- Medidor multifunción trifásico tetra filar conexión simétrica o asimétrica medida indirecta conexión Aarón. Equipos: 1 Medidor multifuncional de energía activa y reactiva trifásico tetra filar 3E programado a 2E, 2 TCS, 2TPS y 1BP 3E.³³

³² COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

A continuación podemos apreciar la conexión más usada por los usuarios no regulados debido a la economía al evitar la compra de 1 CT y 1 PT. Por conexión Aarón la ilustración 32.³⁴

Ilustración 32 Conexión indirecta medidor tetra fiar conexión Aarón



Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

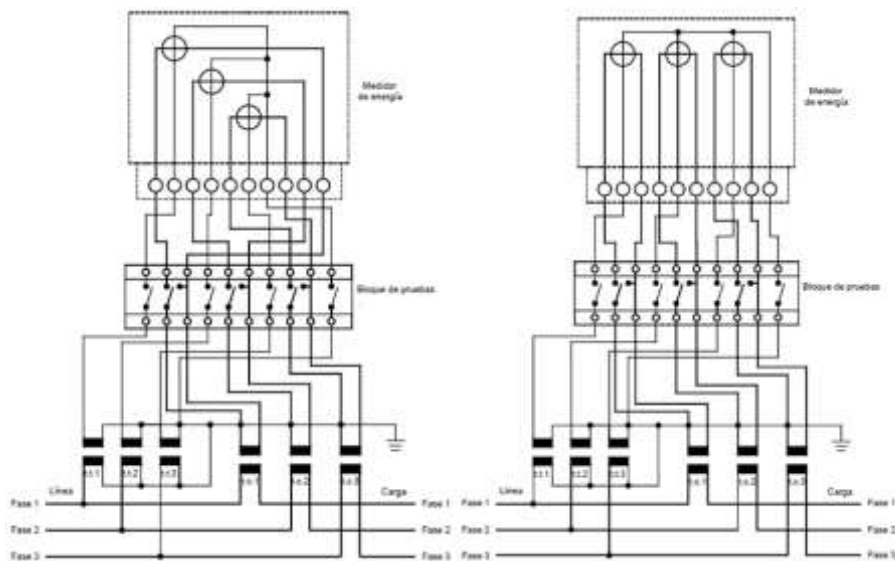
³³ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

³⁴ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

- Medidor multifunción trifásico tetrafilar conexión simétrica o asimétrica medida indirecta. Equipos: 1 Medidor multifuncional de energía activa y reactiva trifásico tetrafilar 3E, 3 TCS, 3TPS y 1BP 3E.

En la ilustración 33 es la forma en que se conecta indirectamente un medidor tetra filar con 3 CTS y 3 PTS, es la conexión más sencilla de realizar, ya que no requiere la creación de una fase ficticia como la creada en la conexión Aarón.³⁵

Ilustración 33 Conexión Tetra filar conexión indirecta asimétrica simétrica



Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC 5019 Grupo de medida.

³⁵ COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

4.5.9. Pruebas y ensayos para los equipos de medida

La calibración de los equipos de medida es realizada por laboratorios, siguiendo las normas vigentes.

- NTC4856 MEDIDORES ENERGIA ELECTRICA
- NTC 2205 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
- NTC 2207 TRANSFORMADORES DE TENSION
- ANSI/IEEE 57,13 STANDARD INSTRUMENT TRANSFORMERS.

Para los Medidores eléctricos La constante es programable, el medidor permite ser reinicializado en sus registros. El medidor es programado para que almacene registros en fechas programadas, el medidor permite configurar y visualizar el display. Si el medidor es unidireccional, la medida es siempre positiva, los medidores que posean memoria almacenan al menos 2 canales y grabar cada 15 minutos, el medidor multifuncional permite programar la relación de transformación.

Existen medidores multifuncionales clase 0,5 s y 0,2 que se pueden programar remota y localmente, y el software permite exportar los datos que pueden ser convertidos a una hoja de cálculo para entrega de informes.

4.5.10. Dispositivos de salida

Para medidores estáticos electromecánicos clase 0,2 S o 0,5 S, 5 dígitos enteros de salida, resolución de 0,001, el medidor cuenta con equipos de salida ópticos o eléctricos.

El medidor multifuncional permite observar en display el tipo de conexión del equipo y mostrar diagnósticos, Para comunicación en medidores multifuncionales se utiliza alguna de las siguientes formas de conexión: Puerto RS232, puerto RS485, puerto Óptico, lazo de corriente, modem.

Para medidores multifuncionales se usa la norma IEC 62056 como referencia para comunicación.

5. VERIFICACION TECNICA DE FRONTERAS COMERCIALES PARA INSCRIPCION ANTE XM

La comisión de regulación de energía y gas emite los lineamientos según los cuales las fronteras comerciales en Colombia son aceptadas para funcionar como fronteras no reguladas, en el código de medida CREG 038 de 2014³⁶ donde se amplían y corrigen conceptos de operación de las fronteras no reguladas. Ver Anexo C Resolución CREG 038 de 2014

5.1. CÓDIGO DE MEDIDA EN COLOMBIA CREG 038 DE 2014

El código de medida actual en Colombia es la resolución CREG 038 de 2014 Fecha de expedición el 20 de mayo de 2014.

El objeto de la resolución CREG 038 de 2017 es establecer condiciones técnicas y procedimientos que se apliquen a la medición de energía en Colombia de los intercambios comerciales del sistema interconectado nacional, intercambios con otros países, transacciones entre agentes y relaciones entre agentes y usuarios. Los requerimientos generales de la CREG 038 de 2014 son establecer los requerimientos de los componentes del sistema de medición en relación con exactitud, conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo.

³⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 038 de 2014 (24, abril de 2012). Por la cual se modifica el código de medida contenida en el anexo general de código de redes-. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014 P.1-65.

5.1.1. Representante de la Frontera, RF.

Agente cuyo nombre aparece registrado en el ASIC como representante de la frontera en particular. Para fronteras no reguladas es el Comercializador.

Es responsabilidad de la frontera y asegurara el cumplimiento del Código Medida. En una frontera no regulada la propiedad del sistema de medida es una concertación entre comercializador y usuario final según los Art 144 y 145 de Ley 142. Generalmente el comercializador en el contrato solicita como condición que el usuario final se responsabilice de la consecución de los equipos de medida.

5.1.2. Tipos de Puntos de Medida.

Se definen los tipos de medida 1, 2, 3, 4, 5 y están ligados al consumo mensual de la frontera evaluado en 12 meses a tras de la clasificación de dicha frontera y a la capacidad de carga instalada en la frontera y legalizada ante el operador de red. Ante cambios en la capacidad instalada se evalúa de nuevo el tipo de punto de medida con el fin de actualizar Registro ante el ASIC. Los tipos de punto de medición son la clasificación de los usuarios en general, regulados y no regulados. Los usuarios no regulados se clasifican en usuarios tipo 1, 2 y 3 de la siguiente manera.

- Clientes tipo 3 con carga instalada entre 100 KVA y menor 1 MVA.
- Clientes tipo 2 se encuentran entre 1 MVA y menor a 30 MVA.
- Los clientes tipo 1 son los clientes más grandes en Colombia y se encuentra clasificados en fronteras con cargas superiores a 30 MVA.

Los usuarios regulados se encuentran clasificados como tipo de punto de medida 4 y 5.

- Tipo de punto de medida 4 con carga instalada entre 10 KVA y menor a 100 KVA.

- Tipo de punto de medida 5 con carga instalada entre 0 y menor a 10 KVA donde se encuentran registradas la mayoría de viviendas en Colombia.

En la ilustración 34 se aprecia un tipo de punto de medida 1 para el usuario no regulado ISAGEN con la mayor capacidad de carga instalada en Santander conectado en la subestación comuneros en la ciudad de Barrancabermeja.

Ilustración 34 Tipo de punto de medida 1 para UNR con carga 90 MVA conectado por 230KV



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

5.1.3. Componentes del sistema de medida

Los componentes del sistema de medida son los que según la CREG 038 de 2014³⁷ deben constituir estrictamente la base de lo que se llama grupo de medida.

- Medidor de energía activa y reactiva principal, Multifuncional.
- Medidor de respaldo si requiere. (Para fronteras con carga instalada superior a 1 MVA o tipo de punto de medida 1 y 2, de las mismas características del medidor principal.
- Transformadores de corriente (TCS).
- Transformadores de tensión (TPS).
- Cableado de señales entre transformadores y medidor o medidores.
- Panel o caja de seguridad para el medidor, también se conoce como cofre de medida o celda de medida.
- Un sistema almacenamiento y procesamiento de datos en el medidor o los medidores que almacenen valores medidos de energía, es por esta razón que se requieren medidores multifuncionales.
- Dispositivos de interfaz de comunicación para interrogación local y remota al igual que un esquema de seguridad para proteger la información de los equipos del sistema de medida (Los medidores permitirán clave tanto en lectura como en escritura).
- Bloques de borneras o de prueba o elemento similar para cada medidor.

En la ilustración 35 las componentes de un sistema de medida tipo de punto de medida 1 nivel 230 KV, en el que se aprecia medidor principal y respaldo clase 0,2S 1 amp, cofre de medida, bloques de prueba, cableado de señales, 3 CTS

³⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 038 de 2014 (24, abril de 2012). Por la cual se modifica el código de medida contenida en el anexo general de código de redes-. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014 P.1-65.

2500/1 A, 3PTS 230KV/V3 / 220/V3 y modem de comunicación GPRS. Este tipo de frontera es poco usual en el mercado no regulado debido al tamaño de la subestación y de los equipos de medida.

Ilustración 35 Componentes de un sistema de medida tipo de punto de medida 1 conectado por 230KV



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

5.1.4. Medidores de energía.

Los medidores registran kWh y KVARH. La resolución de la medida es mínimo 0,01. La clase de los equipos de medida se define según el tipo de punto de medida. Para tipo de punto de medida 1 se usan Medidores clase 0,2 S en activa, para tipos de punto de medida 2 y 3 se utilizan medidores clase 0,5 S en activa.

Los elementos de medida son requeridos con los certificados de conformidad de producto, para efectos de inscripción y legalización de la frontera.

La certificación de conformidad del producto (CCP) es requerida para todos los componentes del sistema de medida nuevos equipos o adiciones y reemplazos.

La calibración de un medidor se requiere inicialmente para la inscripción y legalización de la frontera y posteriormente se realizan pruebas cada 24 meses o reemplazan si se considera necesario. Todos los documentos de calibración y pruebas van a la hoja de vida de la frontera. La hoja de vida es un requisito para poder certificar la frontera de medida.

Los medidores de activa, reactiva y transformadores de medida se calibran antes de su puesta en servicio con una vigencia de los certificados de calibración de 12 meses para medidores estado sólido y 18 meses para Transformadores de medida. Los medidores a instalar en las fronteras no reguladas son del tipo bidireccional que significa que mide la energía que entrega a la frontera, así como la que sale de la frontera.

Los medidores de respaldo son requeridos en las fronteras de generación, STN y son las Tipo 1 (más de 30 MVA carga instalada) y 2 (de 1 a 30 MVA carga instalada). La interrogación por parte del CGM a los medidores principal y respaldo de una frontera no regulada se realiza por separado. Está permitido conectar otros equipos de medida o analizadores de red siempre y cuando no se afecten las características técnicas del Sistema de Medida.

Estos equipos cumplen con el código y sus costos deben ser asumidos por el agente o usuario que los instale. Para el registro de la medida esta será realizada mínimo el 1 primer minuto de cada hora. Medidor principal y respaldo tienen la misma configuración y se almacenan lecturas por 2 años.

El desfase de hora entre el medidor principal y el medidor de respaldo es de máximo 30 segundos para fronteras tipo 1 y 2 y 60 segundos para fronteras 3 y 4. El almacenamiento de lecturas y parámetros se realiza en memoria no volátil y debe existir dos niveles de acceso Lectura y Configuración (escritura) con contraseña para cada usuario, el comercializador es el encargado de administrar la lista de contraseñas y niveles de acceso otorgados.

En la ilustración 36 se conectaron equipos patrones a un medidor ION Schneider electric en sitio, esta opción se da cuando el cliente final requiere que el laboratorio se desplace hasta su empresa por motivos de tiempo, adicionalmente por que no se tienen equipos para reemplazar los equipos existentes.

Ilustración 36 Calibración de medidor principal y respaldo en sitio por laboratorio certificado ONAC.



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

5.1.5. Centro de Gestión de Medidas - CGM.

El Representante de la Frontera administra un CGM en el que mantiene documentados los procedimientos del CGM. El RF presentara un Informe Anual de Operación del CGM y formatos de reporte de indicadores al ASIC

El CGM Interroga los medidores de forma remota y garantizar la disponibilidad de la información, se reportan lecturas del medidor principal y respaldo de las fronteras cada 48 horas.

La Interrogación local es requerida ante fallas en la comunicación a través de gestorías.

El CGM realiza Validación de las mediciones interrogadas localmente comparadas con las consolidadas en la base de datos e históricos, adicionalmente el CGM realizar pruebas de recuperación de respaldos de la información.

El CGM mantiene comunicación continua con personal para descarga de datos en sitio, con el fin de obtener dicha informacion cada 2 dias si la misma no es leida por telemedida.

5.1.6. Ubicación de las fronteras

El punto de medida coincide con el punto de conexión. En fronteras vigentes en las que no se cumpla este requisito, el RF suministra el factor de ajuste durante la actualización del registro. Cuando se realizan adecuaciones en las fronteras de medida se actualiza el registro en la hoja de vida así como el cálculo del factor, dichos datos los cuales se verificaran en el ASIC cada 5 años con verificación externa de los sistemas de medición. El informe final es remitido a la CREG y a la SSPD. Los elementos básicos a considerar en la instalación de los Sistemas de Medida en puntos de medida tipo 1 o con voltaje superior a 57,5 KV requiere conexión a 3 elementos. Para los demás casos se sostiene la excepción de usar 2 elementos (Conexión Aarón). El RF podrá tener acceso al sistema de medida

para verificaciones y el Usuario debe permitirlo, al igual para las revisiones Conjuntas (OR-Comercializador).

En la Ilustración 37 y 38 se observa como el comercializador a través de sus gestores o de un tercero emite un porcentaje de error si la conexión del grupo de medida no se da exactamente en la conexión con el operador de red. Esta situación se puede dar por diversas situaciones como lo son el diseño de la subestación, el espacio requerido no es suficiente y se requiere mover subestación o simplemente constructivamente no coincide, lo cual sucede en la mayoría de las fronteras no reguladas en Colombia. Si se desean realizar estos cálculos se encuentra una matriz en la cual se ingresan los valores de distancia al punto de conexión, la carga de los CTS y de los PTS en voltio amperios (VA) y la macro arroja los resultados que el operador de red tendrá en consideración para hacer las correcciones del caculo de la facturación, según se puede verificar en el Anexo R Verificación del burden y caída de tensión relacionada con equipos de medida

Ilustración 37 Caída de tensión en la medida cuando esta no queda exactamente en el punto de conexión con el OR.

% CAÍDA DE TENSIÓN		
	W	VA
Carga Medidor ZMD CIRCUITO	0.1	1.2
Cantidad de medidores	2	
Tensión nominal secundaria	69.2631012 V	
Longitud total de cable (m)	L	7
Cable de cable	12 AWG	
Resistencia nominal Ω/km a 20°C	R	0.34
Resistencia del cable Ω	R _c	0.04
Corriente secundaria basada en la carga e tensión nominal (A)	I	0.00000007
Caída de tensión (V)	0.0000	
Tensión en medidor (V)	69.261	
% de error calculado	0.00129%	
% de error máximo permitido	0.1%	
CUMPLE ART. 9 / CREG 038/2004	SI	

Fuente: Verificación de burden y caída de tensión relacionada con equipos de medida.

Ilustración 38 Verificación del burden para CTS y PTS cuando la medida no queda exactamente en el punto de conexión con el OR.

VERIFICACIÓN BURDEN Y CAÍDA DE TENSIÓN ASOCIADO A INSTRUMENTOS DE MEDIDA			
CARGA DEL CABLE TRANSFORMADOR EN EL PUNTO DE CONEXIÓN			
	W	VA	
Carga Máxima (MVA) CARGANDO DE CORRIENTE	0.120	0.120	PI S1
Cantidad de medidores	2		Q1
Burden Nominal Transformador de corriente	5 VA		W4
Longitud de cable (m)	L	0	
Calibre de cable		12 AWG	
Resistencia nominal (1000 a 200V)	R	0.24	
Resistencia total del cable (Ω)	Rt	0.04	
Constante de carga nominal del transformador (VA)	S	5	
Potencia activa cable (W)	Pa	1.12	
Potencia activa instrumentos (W)	Wt	0.20	
Potencia reactiva instrumentos (VAr)	Qd	0	
Potencia activa total (W)	Pt	1.32	
% de carga del burden	%	26%	

CARGA DEL CABLE TRANSFORMADOR EN EL PUNTO DE CONEXIÓN			
	W	VA	
Carga Máxima (MVA) CARGANDO	0.1	1.2	
Cantidad de medidores	2		
Burden Nominal PT de tensión	25 VA		
Tensión nominal secundaria	600.00 V		
Longitud total de cable (m)	L	0	
Calibre de cable		12 AWG	
Resistencia nominal (1000 a 200V)	R	0.24	
Resistencia del cable (Ω)	Rt	0.04	
Corriente secundaria basada en la carga a tensión nominal (A)	I	0.00000007	
Potencia activa cable (W)	Pa	0.00000002	
Potencia activa instrumentos (W)	Pt	1.00	
Potencia reactiva instrumentos (VAr)	Qd	2.10	
Potencia activa total (W)	Pt	2.00000002	
Potencia reactiva total (VAr)	Qd	2.10	
Potencia aparente total (VA)	S2	2.40	
% de carga del burden	%	10%	

Fuente: Verificación del burden y caída de tensión relacionada con equipos de medida.

5.1.7. Verificación inicial del sistema de medición.

El RF verifica el cumplimiento del Código por parte de toda Frontera antes de su puesta en servicio; para esto sigue el procedimiento y genera un informe que es firmado por un profesional competente y el representante legal del RF, este informe debe reposar en la HOJA de VIDA.

La verificación en Fronteras de generación, STN y las Tipo 1 y 2 son evaluadas por una Firma Autorizada, los costos de dicha verificación los asume el RF o el usuario según acuerdo del contrato.

5.1.8. Verificación de los sistemas de medición

En la verificación de una frontera de medida se indaga lo siguiente:

- Clasificación del punto de medición.
- Instalación del sistema de medición.
- Selección de la clase de exactitud de los medidores y transformadores de tensión y de corriente.
- Selección del calibre de los cables y cálculo del error porcentual total máximo.
- Certificación de conformidad de producto, para los elementos del sistema de medición.

- Elaboración y mantenimiento de la hoja de vida.
- Calibración de los medidores y transformadores de medida.
- Instalación de medidores de energía reactiva y de respaldo.
- Registro y lectura de información.
- Sincronización de la hora de los medidores.
- Aplicación de los procedimientos de protección de los datos.
- Verificación de la capacidad de interrogación del sistema de medida por parte del Centro de Gestión.
- Ubicación de la frontera y cálculo de los factores de ajuste.
- Instalación y registro de los sellos.
- Elaboración y ejecución del plan de mantenimiento y re calibración.

El OR realiza una verificación del sistema de medida y emite un recibo técnico de la conexión, el costo está incluido en el cargo de conexión. Los resultados se consignan en un Acta y reposar en la HOJA de VIDA.

En el momento de la conexión de la frontera y la visita conjunta del operador de red y comercializador se realiza la instalación de sellos en (Medidores, transformadores de medida, bornera y demás elementos susceptibles de manipulación). El RF permite la instalación de sellos del OR. Los sellos no afectan la accesibilidad al sistema de medida ni las actividades de lectura y se retiran por el agente que los instaló.

Una verificación extraordinaria puede ser solicitada por cualquier agente interesado y utilizar el procedimiento y firmas autorizadas.

Para calibración el RF instalara medidor provisional excepto si hay respaldo y se notificara al ASIC. Los resultados se consignan en acta y se ingresan a la HV.

El ASIC cada 5 años debe contratar una verificación de los sistemas de medición.

Los costos estarán incluidos en los cargos de los servicios regulados, el informe final debe ser remitido a la CREG y a la SSPD

5.1.9. Mantenimiento del sistema de medida.

Los responsables del mantenimiento de la frontera son el RF y el Usuario.

Para los usuarios tipo de punto de medida 1 mantenimiento cada 2 años.

Para los usuarios tipo de punto de medida 2 y 3 mantenimiento cada 4 años.

El RF define y publica en su página Web el procedimiento de mantenimiento del sistema de medida. El mantenimiento garantiza que se mantengan las características metrológicas, se incluye Calibración de Medidores o pruebas de rutina.

5.1.10. Hoja de vida del sistema de medida

El RF mantiene un registro electrónico actualizado de los sistemas de medición de sus fronteras, la HOJA de VIDA es parte del Registro

Es responsabilidad del RF mantener actualizada la HOJA de VIDA de los sistemas de medición, y mantenerla en medio electrónico.


La hoja de vida contiene los siguientes datos:

- Representante de la frontera.
- Nombre del agente o usuario.
- Fecha de entrada en operación de la frontera comercial.
- Código SIC (RF) y código NIU (OR).
- Esquema unifilar.
- Capacidad instalada, punto de conexión y punto de medición.
- Características del medidor principal y de respaldo.
- Actas de las revisiones del sistema de medición e instalación y retiro de sellos.
- Características de los transformadores de corriente y tensión.
- Características de los dispositivos de comunicación.
- Características técnicas del cableado de señales y cálculo de error.

- Copia de los certificados de conformidad de producto y certificados de calibración para los elementos del sistema de medición.
- Programa de calibración y mantenimiento y registro de los mantenimientos.
- Registro de cualquier acceso de Nivel 2 en los medidores.
- Los resultados de un acceso remoto se consignan en ACTA que reposa en Hoja de Vida. Para programación remota, el RF informa a los agentes.

En la ilustración 39 el formato de la hoja de vida de una frontera no regulada para ser modificado con los datos requeridos de CTS, PTS, medidores los cuales se aprecian en el Anexo S Circular 119 Hoja de vida de fronteras comerciales

Ilustración 39 Hoja de Vida del sistema de medición de una frontera no regulada

<div style="border: 1px dashed gray; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> Hoja de Vida: 1 de 20 </div>	HOJA DE VIDA SISTEMA DE MEDICIÓN	<div style="border: 1px dashed gray; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">  </div>						
Cédula Catastral del Predio	<input style="width: 100px; height: 20px;" type="text"/>	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="padding-right: 10px;">Código SIC de la frontera IMP-(Servicio Eléctrico)</td> <td style="border: 1px solid gray; padding: 2px; text-align: center;">FRT2000000</td> </tr> <tr> <td style="padding-right: 10px;">Código SIC de la Frontera EXP</td> <td style="border: 1px solid gray; padding: 2px; text-align: center;">FRT2000000</td> </tr> <tr> <td style="padding-right: 10px;">Código NIU de la Frontera</td> <td style="border: 1px solid gray; padding: 2px; text-align: center;"> </td> </tr> </table>	Código SIC de la frontera IMP-(Servicio Eléctrico)	FRT2000000	Código SIC de la Frontera EXP	FRT2000000	Código NIU de la Frontera	
Código SIC de la frontera IMP-(Servicio Eléctrico)	FRT2000000							
Código SIC de la Frontera EXP	FRT2000000							
Código NIU de la Frontera								

Fuente: Circular 119 Hoja de vida de fronteras comerciales.

5.1.11. Falla o hurto en el sistema de medición

El RF informa al ASIC la falla o hurto de los elementos del sistema de medida. Si otro agente reporta falla o hurto al ASIC, este informa al RF quien lo confirma en 24H y da aviso al ASIC, pasadas las 24 H sin reporte se declara en falla la frontera.

Una vez reportada y notificada la falla o el hurto, el RF dispone de un plazo máximo de 15 días calendario para reposición de medidores y dispositivos de interfaz de comunicación y de 30 días para los transformadores de medida.

Los plazos reparación o reposición pueden ser ampliados por una sola vez, por un tiempo igual al definido inicialmente. Si se incumple se procederá a la cancelación de la frontera comercial según CREG 157 de 2011. Es responsabilidad del RF reemplazar los elementos de medida ante: Falla, Hurto, Obsolescencia, en común acuerdo con el usuario final. La falta de medición por acción u omisión del usuario dará lugar a suspensión o terminación del contrato.

Ante falla o daño en el medidor principal se procede a disponer de las lecturas del medidor de respaldo.

En ningún caso el RF podrá reportar al ASIC estimaciones de las lecturas.

Se establece en 2 el número máximo de fallas a partir de cuarto año (2017).

Se contabilizarán fallas en medidores, transformadores y comunicaciones. No se contabiliza falla de medidor principal cuando tiene respaldo y viceversa. Si se superan las fallas máximas se cancela la frontera.

5.1.12. Lectura de fronteras comerciales con reporte al ASIC

Los CGM realizan la interrogación remota, los RF reportan las mediciones de energía activa de las fronteras de generación y de los enlaces internacionales antes de las ocho (8) horas del día siguiente (cada 24 horas). Las demás fronteras deben reportarse antes de las 48 horas siguientes al día de la operación. El reporte incluye medidor principal y el de respaldo. El procedimiento empleado para interrogación, el almacenamiento, la consolidación de las mediciones en el CGM y el reporte al ASIC debe ser automático.

El aplicativo elaborado por el ASIC realiza las validaciones del formato enviado por cada RF. La publicación se realiza mediante aplicativo web. Si el RF no reporta la información de alguna frontera según el tiempo respectivo, se entiende que esta se encuentra en falla y el RF dispone de ocho (8) horas para declarar al ASIC el tipo de falla. En el caso de no haber reportado falla el plazo para la solución de la misma es de 15 días no prorrogables.

Mientras se normalizan fallas o hurtos se usarán los siguientes criterios de estimación: 1) Integración potencia Activa 2) Curvas típicas-ASIC 3) Despacho programado, para enlaces internacionales.

5.1.13. Reporte de certificado de calibración al ASIC

El RF reporta los certificados de calibración de los medidores y de los Transformadores de medida en un formato que contiene:

- El nombre y la dirección del laboratorio calibraciones.
- La identificación única del informe o certificado de calibración.
- El nombre y la dirección del cliente.
- La identificación del método utilizado para la calibración, Una descripción, la condición.
- La fecha de ejecución del ensayo o la calibración.
- Organismo de acreditación.
- Código del certificado de acreditación del laboratorio.
- Declaración de la trazabilidad y declaración de conformidad
- El ASIC dispondrá de una plataforma electrónica de reporte de los formatos, adicionalmente se almacene la copia electrónica de los certificados.
- Los formatos son presentados al CAC.
- Los agentes tienen acceso a la información reportada en los formatos.
- Los formatos son presentados al CAC para sus comentarios y observaciones.

6. PASOS PARA LA CREACION E INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA CON SOPORTE DOCUMENTAL DE CASOS REALES

Para la creación e inscripción de fronteras no reguladas en Colombia se realizan dos partes muy importantes entre sí que conllevan una ejecución de actividades por un lado administrativas y legales y por otro lado técnicas de diseño y montaje.

6.1. ASPECTO TECNICO DE ELECCION Y MONTAJE DE UNA FRONTERA QUE CUMPLA LOS REQUERIMIENTOS PARA LA INSCRIPCION DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA

Generalmente los clientes finales desarrollan un proyecto de construcción o ampliación eléctrica y para ello cumplen normas de construcción con el operador de red a cargo de la distribución en la región de la obra.

El primer permiso requerido es la solicitud de disponibilidad o factibilidad del proyecto.

6.1.1. Disponibilidad o factibilidad del proyecto

La solicitud de disponibilidad o factibilidad es un documento con el cual se informa al operador de red de la necesidad de realizar un proyecto de las características que preceden una frontera no regulada, como lo son punto de conexión por media tensión, carga instalada, cliente final que lo requiere.

En la ilustración 40 aprobada la disponibilidad de aumento de carga de un usuario fina. En este caso con OR ESSA a nivel 34500 voltios, se dice factibilidad actualmente por que el operador de red en Santander actualmente le cambio de nombre por factibilidad.

Ilustración 40 Solicitud de disponibilidad o factibilidad al OR

SOLICITUD DE DISPONIBILIDAD EN MEDIA TENSION				ESSA	
Versión No. 4		Página: 1 de 1		Código: FCOVP047	
No. Radicado	BGA- 01456		Fecha	06 MAR 2015	
Datos del Solicitante					
Nombre				C.C.	
Teléfono		Cel		e-mail	
Datos del Propietario					
Nombre				C.C.	
Teléfono		Cel	272 4309644	e-mail	
Nombre de la Obra			Proyecto	Sector	
			Provisional	Residencial	Misto
			Comercial	Industrial	Urbano / Rural
Datos de ubicación del proyecto					
Dirección	Barrio		Municipio		
Características del Transformador					
Transformador a instalar	Transformador a retirar		Punto de amarré		
Capacidad en KVA	3500	2500	No. de apoyo		
Nivel de tensión (alta / baja) Voltios	34,5/13,2KV		Dirección		
No. de Fases	3				
No. de medidores del Proyecto	1				
Fecha estimada de puesta en servicio	12/6/15		Nota: Si no está justificado el equipo, anotar plano de ubicación del grado con sus coordenadas y ubicación del punto de amarré.		
Observaciones (punto de amarré)					
Se Cliente: Debe tener especial cuidado en guardar las distancias de seguridad de la construcción respecto a las partes energizadas, según ART. 13 del RETE. No se permite la conexión de edificaciones debajo de redes públicas, ni la construcción de redes nuevas en las edificaciones. Ver también POT.RETE, norma ESSA.			Firmado Autorizado Vo.Bo. Punto de Amarré		
Observaciones (Análisis de Disponibilidad) Continuar trabajos con Mantenimiento ESSA - Rem.			Disponibilidad Aprobada <input checked="" type="checkbox"/>		
			Fecha de Aprobación: 09 MAR 2015 Fecha de Vencimiento: 19 MAR 2015		
Propietario		Constructor electricista		Certificación Rete	
		Nombre		Organismo de Inspección:	
		Teléfono			
		Matrícula P.		Dictamen No.	

Fuente: Documentación OR ESSA Electrificadora de Santander solicitada ventanilla de factibilidades y conexiones.

El documento de disponibilidad o factibilidad también funciona si la gestión es solicitud de ampliación de carga (2,5 a 3,5 MVA). Una ampliación de carga requiere cambio de subestación y de medida. Subestación porque al hablar de aumento de carga se refiere al suministro de un transformador de mayor tamaño al actual o adicionando un transformador más al seccionamiento posterior a la medida. Cambio de medida porque al ampliar la carga se requiere cambio de transformadores de corriente por aumento de la corriente nominal de la carga.

En la disponibilidad o factibilidad se indica el dato del punto de apoyo del cual se realizara el punto de conexión.

El dato del punto de apoyo es asignado por el operador de red y se encuentra marcado en la estructura asociada a dicha factibilidad. Si el punto de apoyo no está marcado se solicita el número del punto de apoyo a través del área de proyectos o carta solicitud dirigida al operador de red. Luego de la respuesta por parte del operador de red respecto a la disponibilidad o factibilidad se requiere la revisión de planos.

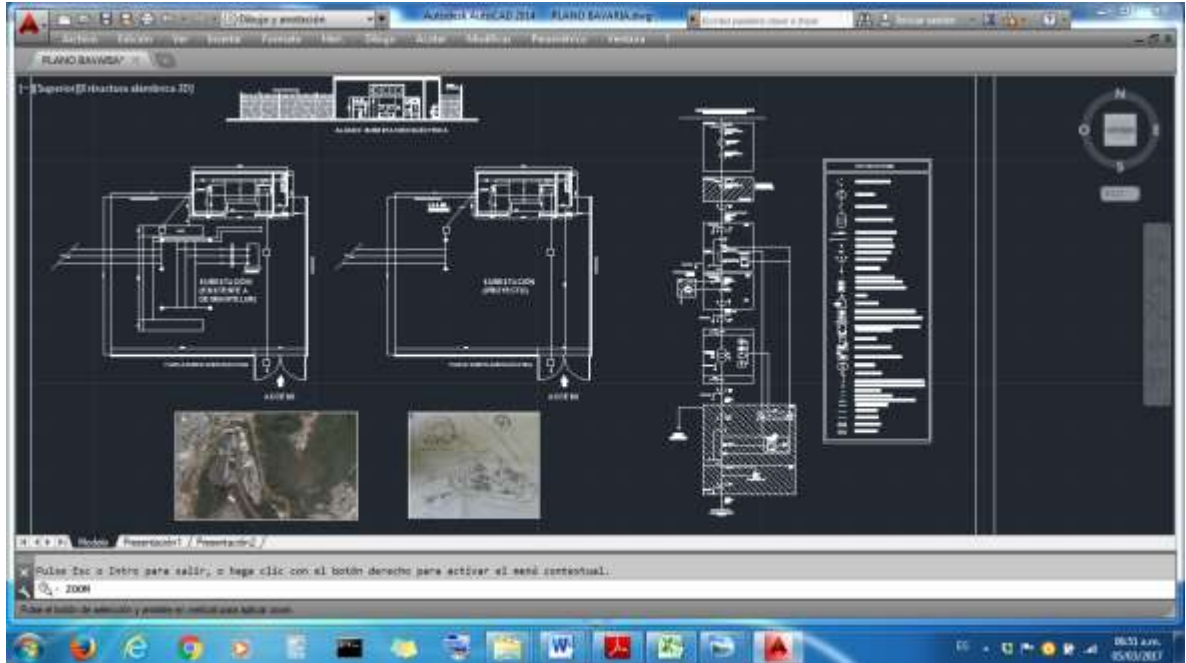
6.1.2. Revisión de planos

Los planos son entregados por el solicitante de la disponibilidad o un tercero con carta de autorización firmada y según lo solicitado por el operador de red respecto a la, ubicación, diseños, cuadro de cargas, disposición de subestación y estudio de tierras según se requiera.

El operador de red tan pronto recibe los planos realiza un estudio de los mismos para permitir o no continuar con el procedimiento de la legalización de la frontera. El operador de red tan pronto aprueba dicho plano procede a dar el visto bueno respecto al mismo estampando sello, firma y validez de la aprobación, adicional el operador de red asigna numero interno para la organización de dicha información. Las gestiones con el operador de red van en paralelo con la construcción de los trabajos eléctricos a legalizar.

En la ilustración 41 un plano en software de dibujo 2D diseñado con los requerimiento solicitados por el operador de red, en él se detalla ubicación y corte de la subestación, ubicación GPRS del sitio de la subestación y topología de la subestación de 34500 voltios mostrando las protecciones del arranque, seccionamiento antes de la medida hasta energización de la carga y el seccionamiento de la suplencia.

Ilustración 41 Planos en software de diseño con los requisitos para entrega al OR



Fuente: Plano ampliación eléctrica Usuario no regulado ISAGEN Santander

6.1.3. Construcción o adecuación de la medida

En la ilustración 42 el operador de red estampa sello y firma en los planos devueltos y aprobados por dicho organismo.

Ilustración 42 Firma aprobación plano presentado al OR

<p>ELVANTADO TPO PESADO. EDAD DE LA ESSA. DEBERA ATERRRIZARSE EQUIPOS DE SER SIEMPRE ES No.2 ACSR, Y OR PRINCIPAL EN MEDIA ERTO QUE UTILIZARAN TENCION CON LONGITUD ORNAL A LA DEL 150 METROS SE BOLE. Y SI LA LONGITUD TIPO ABIERTO COIS CION (DPS). DE ACOMETIDA, DEBE LA ACOMETIDA. SI POR TAJAR LA CAJA DE O EN LADRILLO EN LA</p>		TRANSFORMADOR EXISTENTE
		LINEA EXISTENTE
		LINEA PRIMARIA PROYECTADA
		LINEA BAJA TENSION PROYECTADA
		CONDUCTOR PRIMARIO
		CASA
		CONTADOR PROYECTADO
		POSTE METALICO NUEVO
		ESTABLO
		ACOMETIDA

175 m

Plano n°:

Escala: 1:3500

Fecha: 03/08/2014

Revisión: -

Plano: 0 de 0

9

PRR 079/16. ISO A1 - 841X594mm

VALIDEZ de la aprobación. Debe cumplir con los requisitos vigentes de la Electricidad para el Santander S.A. E.S.P. y el procedimiento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.

ATENCIÓN TÉCNICA DE CUENTAS

ATENDIENDO

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

PROFESIONAL TÉCNICO

ATRACCIÓN TÉCNICA DE CUENTAS

25 FEB 2016

m

Fuente: Plano Usuario regulado tramites ISAGEN Santander validación por electrificadora.

Se requiere una medida la cual debe estar instalada enseguida al punto de conexión, en ocasiones o en construcciones antiguas se observa la medida después del seccionamiento. El punto de conexión es generalmente conectado por medio de cajas corta circuito o re-conector según el nivel de tensión del proyecto.

En nivel de tensión 3 (34500 voltios) el operador de red en el departamento de Santander exige instalación de re-conectador en el arranque del usuario final, esta solicitud es variable de acuerdo a la ciudad y departamento en la cual se realice el proyecto.

En la ilustración 43 las opciones más comunes de conexión de un usuario final a un punto de conexión por re-conectador lado izquierdo y por cajas corta circuito lado derecho de la ilustración.

Ilustración 43 Punto de conexión con Re conectador y cajas corta circuito



Fuente: Registro fotográfico Usuarios no regulados Santander ISAGEN

6.1.3.1. Medidor

Para el tipo de fronteras no reguladas se requiere medidor multifuncional.

Se usa medidor principal y respaldo según el tipo de punto de medida.

Para tipo 1 y 2 se requiere medidor de respaldo.

Para tipo 3 se requiere solo medidor principal.

El medidor permitirá gestiones local y remotamente.

El medidor Permite conexión a 2 y 3 elementos.

En la ilustración 44 dos medidores uno principal y el otro respaldo de un punto de medida tipo 2 clase 0,5 S 10 amperios de 0 a 415 voltios 3 elementos.

Ilustración 44 Medidor principal y respaldo de UNR tipo punto de medida 2



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

6.1.3.2. Cofre de medida

Elemento necesario para alojar la medida sin que esta se vea afectada por elementos externos, también llamado panel tablero o caja o celda (cuando se integran los transformadores) de medida.

Este elemento observado en la ilustración 45 es el espacio donde se instalan los medidores, los bloques de prueba, la comunicación de los medidores, el cableado proveniente de los CTS y PTS observado a la izquierda y los CTS y PTS y la medida en caso de ser un Celda de media tensión tal como se observa a la derecha.

Ilustración 45 Cofre y celda de media



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Se recomienda conseguir en el mercado cofres de medida de gran tamaño ya que los elementos a almacenar son los siguientes:

- según el tipo de punto de medida para uno o dos medidores.
- Uno o dos bloques de prueba.
- Uno o dos módulos de comunicación.
- Una toma eléctrica para energización de los módulos de comunicación.
- Cableado de comunicación.
- Cableado de señales eléctricas provenientes de los CTS.

Como recomendación solicitar las medidas físicas en las especificaciones técnicas de los equipos a instalar, con el fin de realizar un diseño previo que permita tener un valor apropiado del espacio requerido y transmitir las dimensiones requeridas al constructor certificado. Solicitar el certificado de conformidad de producto del cofre de medida requerido para la hoja de vida de la frontera. En la ilustración 46 un modelo de documento emitido por el representante de la frontera o por un tercero

encargado de la verificación del grupo de medida facilitan el proceso en el cual una celda de medida es certificada en vista de la ausencia de la empresa constructora; en este documento se informa del por qué la celda de medida cumple con los requerimientos de la aplicación en cuanto a evitar acceso de terceros y en cuanto a guardar la medida de forma que evite el deterioro de los equipos instalados en el tal como se puede observar en el Anexo T Documento Suplente del certificado de conformidad de la celda de medida.

Ilustración 46 Documento suplente del certificado de conformidad de una celda o cofre de medida

Bogotá, abril 17 del 2017

Referencia: Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición - Panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos de la Frontera Comercial FRT0000 - XXXX XXXXXX, cumplimiento nuevo código de medida - CREG 038.

Respetados señores:

ISAGEN SA E.S.P. en su calidad de Agente Comercializador y representante de la frontera certifica que el panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos de la frontera comercial FRT0000 - XXXXX XXXXXX, se encuentran en buen estado y no afecta la medición, cuya información se relaciona a continuación:

- Nombre: XXXXX XXXXXX
- Dirección: Carretera occidente km. 18
- Municipio: MOSQUERA
- Departamento: CUNDINAMARCA
- Nivel de Tensión: 11,4 KV



Fuente: Documento Suplente del certificado de conformidad de la celda de medida.

6.1.3.3. Bloque de pruebas

Las señales provenientes de los transformadores de corriente y de voltaje llegan al medidor a través de la conexión intermedia llamada bloque de pruebas ilustración 47. Este equipo permite la conexión en serie de las corrientes y en paralelo de los voltajes que asegura la estabilidad del sistema de medida aun cuando se presente falla en uno de sus medidores.

Ilustración 47 Bloque de pruebas UNR principal y respaldo



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Los bloques de prueba permiten realizar cortocircuito de las señales provenientes de los transformadores de corriente o la apertura de las señales de voltajes en los transformadores de tensión, lo cual permite la manipulación de los medidores de una manera segura.

6.1.3.4. Cableado eléctrico de señales

Elemento casi imperceptible que transporta la información eléctrica que viaja de un lado para otro en el grupo de medida y se instala teniendo las siguientes indicaciones:

El cableado a instalar debe estar debidamente señalizado el color según se conecte en CT, PT Tierra. El cableado para señales eléctricas es del tipo 7x12 AWG de medida señalizado en diferentes colores Amarillo, blanco amarillo, azul, blanco azul, rojo y blanco rojo y verde (tierra).

EL cableado instalado es señalizado con marquillas que describan la posición según el plano eléctrico del sistema. Se recomienda el uso de cable numero 12 AWG, que permite menos riesgo de pérdidas por regulación para la medida.

Las señales eléctricas por lo general se aterrizan en los equipos de medida transformadores de corriente y transformadores de tensión y se demarcan.

En la ilustración 48 la demarcación del cableado y el aterrizamiento de un equipo de medida y con terminales para asegurar calidad del servicio.

Ilustración 48 Cableado de señales de grupo de medida para UNR



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

6.1.3.5. Sistema de comunicación

Es el sistema que permite al medidor hacer llegar los datos al CGM del RF quien los reporta finalmente al ASIC a través de XM.

En la ilustración 49 se puede apreciar 2 tipos de encriptador de datos el del lado izquierdo permite encriptación de comunicación tipo GPRS, el modem encriptador de la derecha permite encriptación Ethernet y GPRS. La encriptación de los datos evita fugas de información respecto a la medida y es reglamentario.

Ilustración 49 Encriptadores de comunicación GPRS o Ethernet



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Los medios más usados para el envío de datos remotamente son los siguientes:

- GPRS (Telefonía celular)
- Ethernet.

Esta información es enviada por cualquiera de los medios anteriormente mencionados pero encriptada. Situación por la cual para encriptación de datos los medios más comunes son GPRS encriptado o Ethernet encriptado.

La elección se realiza teniendo en cuenta la facilidad de la comunicación o la facilidad de acceso. En ocasiones la señal GPRS (datos Celular) es débil, por esta razón se solicita al cliente final un punto de ETHERNET.

6.1.3.6. Transformadores de corriente CTS

Elemento importante en el grupo de medida toma la señal de corriente eléctrica por media tensión y la convierte en una señal eléctrica de corriente de baja tensión inferior a 5 amperios o 1 amperio según el tipo de CT adquirido. En la ilustración 50 se observan 2 tipos constructivos de CTS por un lado los CTS tipo exterior y por el otro lado CT tipo interior.

Ilustración 50 Transformadores de corriente CTS exterior e interior para UNR



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Los transformadores de corriente se eligen teniendo en consideración las siguientes características:

- Nivel de tensión del sistema donde se instala el transformador de corriente.
- Para nivel de tensión tipo 3 se usan TCS a un nivel de tensión de 36KV y para nivel de tensión tipo 2 se usan TCS a un nivel de tensión de 17KV
- Amperaje del primario (Media tensión según la carga instalada) y amperaje del secundario (baja tensión, depende del tipo de señal requerida por la medida).
- Para nivel de tensión 3 El primario de un CTS para una carga de 2 MVA a 34500 voltios es por formula de potencia dividido en el voltaje $(2000000/(34500 \times \sqrt{3})) = 33,50$ Amperios, esto implica el uso de un transformador de corriente de 40 A y su 80% alberga el valor calculado.
- Para un nivel de tensión 2 El primario de un CTS para una carga de 2 MVA a 13200 voltios es por formula de potencia dividido en el voltaje $(2000000/(13200 \times \sqrt{3})) = 87,58$ Amp, esto implica el uso de un transformador de corriente de 100 A y su 80% alberga el valor calculado.

Burden del equipo en VA, es la capacidad de carga instalada como los medidores y el cableado instalado y las pérdidas producidas por distancia para llevar la señal de medida sin perder sus características originales o propiedades de exactitud, el burden es normalizado y puede solicitarse el mayor valor posible según las condiciones económicas, también es posible calcular el burden calculando la carga consumida por cada elemento conectado el CTS, como lo es los medidores y las pérdidas en el cobre, estas cuentas se pueden realizar en macro Anexo S Verificación del burden y caída de tensión relacionada con equipos de medida.

- Clase o exactitud de la medida depende del tipo del punto de medida el cual clasifica esta variable. Para punto de medida 1 la clase de los TCS es 0,2 S, Para tipo de punto de medida 2 y 3 la clase de los CTS es 0,5S.

- Solicitar el certificado de conformidad de producto del transformador de corriente y el certificado de calibración emitido por un laboratorio certificado. Estos documentos reposan en la hoja de vida de la frontera.

6.1.3.7. Transformadores de voltaje PTS

Los transformadores de voltaje (PTS) son los elementos que permiten reducir el voltaje desde un nivel de media tensión hasta un nivel de bajo voltaje manejable al medidor; en la ilustración 51 los transformadores de tensión están conectados al primario con barraje de cobre por media tensión y al secundario por cableado 12 AWG por baja tensión.

Ilustración 51 Transformadores de tensión PTS para UNR



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Los transformadores de tensión son elegidos teniendo en cuenta las siguientes características:

- Nivel de tensión del sistema donde se instala el transformador de voltaje. Nivel de tensión 2, 3,4.
- Voltaje del primario (media tensión) y voltaje de la secundaria (baja tensión). Para nivel de tensión 3 para 2 elementos $34500/120$ o para 3 elementos $34500/\sqrt{3}/120/\sqrt{3}$
- Burden del equipo en VA, es la capacidad de carga instalada al PT como los medidores, cableado y pérdida de los mismos, valores resultantes en el Anexo S Verificación del burden y caída de tensión relacionada con equipos de medida.
- Clase o exactitud de la medida depende del tipo del punto de medida el cual clasifica esta variable. Para punto de medida 1 la clase de los PCS es 0,2, Para tipo de punto de medida 2 y 3 la clase de los CTS es 0,5.
- Solicitar el certificado de conformidad de producto del transformador de voltaje y el certificado de calibración emitido por un laboratorio certificado. Estos documentos reposan en la hoja de vida.

Los PTS y CTS se instalan del tipo interior o del tipo exterior como se observa en la ilustración 52 según diseño y presupuesto, generalmente la instalación de grupo de medida tipo exterior es más económica.

Ilustración 52 Grupo de medida tipo interior y tipo exterior



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Es importante recalcar que la medida se ubica antes de la transformación de carga o transformador principal como el que se observada en la ilustración 53 y antes de la protección principal por media tensión. Si el diseño de la medida se realiza de otra manera es posible que el proyecto sea rechazado por parte del operador de red por temor a fraude.

Ilustración 53 Conexión del grupo de medida antes del seccionamiento de un UNR



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

Posterior a la instalación de la medida y previo a la legalización de la frontera no regulada es de gran importancia la consecución de la declaración de cumplimiento retie y del dictamen retie, los cuales son 2 documentos que se parecen de nombre, pero que son distintos en su consecución.

6.1.3.8. Dictamen de cumplimiento Retie

El dictamen retie certifica a través de un inspector retie como el observado en la ilustración 54, este documento certifica que la obra descrita en planos, con diseños eléctricos de cargas, ubicación de la obra, disposición de las estructuras,

diseño de tierras y con certificaciones de conformidad de los materiales eléctricos y la calibración del grupo de medida cumplen con los requisitos de cualquier entidad como el operador de red. Es también una certificación de que las obras eléctricas son realizadas según el reglamento técnico eléctrico retie.

Ilustración 54 Dictamen de inspección RETIE



RETIE Ingeniería y Gestión S.A.S.
NIT: 830.713.404-8

DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES
ELECTRICAS DE TRANSFORMACION (SUBESTACIONES)



ACREDITADO ISO/IEC 17025:2005
19-026-017
RIG-IE 09281

DOCUMENTO DE CONFORMIDAD DE INSTALACIONES ELECTRICAS

Lugar y fecha de Expedición: Bucaramanga, 03 de Diciembre de 2012 Equipación No. 4878

Nombre o razón social del propietario de la instalación: **RAYANA S.A**

Dirección de la subestación: **Edificio 4, Via al Calle Madrid Bucaramanga, Santander**

Tipo de proceso asociado: Generación Transmisión Distribución Uso Final **U**

Tipo de uso de instalación: Residencial Comercial Industrial **S** Oficial

Capacidad instalada en KVAs: **3000** Tensión en KV: **34,5/13,2** Número de Transformadores: **1**

Tipos de subestación: **Inter** Capacidad (KVA): **3000**

Personas Calificadas responsables de la instalación:

Obra: **Ing. Luis Eduardo Angón Hangel** Mat. Prof. **7038-0194**

Construcción: **Ing. Cristian Melara** Mat. Prof. **54 205 0270**

Supervisor de la obra: **Ths. Juan Rodrigo Bello Cuevas** Mat. Prof. **7419429-1909**

ITEM	ASPECTO A EVALUAR	APLICA	CUMPLE	NO CUMPLE
1	Accesibilidad a todos los dispositivos de protección.	SI	X	
2	Alarma y señales de seguridad.	SI	X	
3	Barra de tierra.	SI	X	
4	Características eléctricas en áreas de trabajo restringidas.	NO		X
5	Continuidad de las instalaciones de tierra y conexiones equiparadas.	NO		X
6	Cualidad en el sistema puesta a tierra.	NO		X
7	Dimensiones de aislamiento y mano.	SI	X	
8	Distancias de seguridad.	SI	X	
9	Etiquetado de los conductores.	SI	X	
10	Equipamiento de prueba (medidor, suelta, tránsito).	SI	X	
11	Equipamiento.	NO		X
12	Etiquetado.	SI	X	
13	Etiquetado.	NO		X
14	Etiquetado a tierra.	SI	X	
15	Identificación de circuitos, conductores de neutro y de tierra.	SI	X	
16	Medidas tomadas con las condiciones ambientales.	SI	X	
17	Medidas de altura.	SI	X	
18	Medidas.	SI	X	
19	Medidas.	SI	X	
20	Medidas, materiales y dispositivos.	SI	X	
21	Protección contra arcos eléctricos.	NO		X
22	Protección contra electrocución por contacto directo.	SI	X	
23	Protección contra electrocución por contacto indirecto.	SI	X	
24	Protección contra rayos.	SI	X	
25	Resistencia de puesta a tierra.	SI	X	
26	Resistencia de protección.	SI	X	
27	Resistencia de un dispositivo de protección.	SI	X	
28	Resistencia de protección.	SI	X	
29	Selección de dispositivos de protección contra sobrecorrientes.	SI	X	
30	Selección de dispositivos de protección contra sobrecorrientes.	SI	X	
31	Sistema contra incendio.	NO		X
32	Seguridad al largo de la instalación.	SI	X	
33	Tamaño de conductores y conductores.	SI	X	
34	Tamaño de pines.	SI	X	
35	Tamaño de dispositivos de protección para dispositivos de tierra.	SI	X	
36	Verificación.	SI	X	
37	Verificación de tensión de tierra, contacto y transiciones.	NO		X

OBSERVACIONES, MODIFICACIONES Y ADVERTENCIAS ESPECIALES (si las hay) e identificación de errores.

ALCANCE: La inspección comprende la revisión de la armadura en Media Tensión 34500V en calle OLPE No 1/5, Calle de Protección, Calle de Medida, Subestación tipo inter con transformador tipo 3000 KVA, 34500/13200 V, RAYANA S.A. Edificio 4 Via al Calle Madrid, Bucaramanga, Santander.

RESULTADO DE CONFIRMACIÓN: Aprobado No Aprobado

Organismo de Inspección: **RETIE INGENIERIA Y GESTION** Resolución de acreditación: **3024 del 29 de Agosto de 2007**

Dirección Domicilio: **Calle 114 # 47A - 57** Teléfono: **3202296**

Nombre Inspector: **Ing. Rafael C. Alvarado** Firma Inspector: *[Firma]* Mat. Prof. **2167590**

Nombre Persona Autorizada por Organismo de Inspección: **Ing. Rafael C. Alvarado** Firma: *[Firma]* Mat. Prof. **2167590**

Para consultar la autenticidad de este dictamen ingrese el código de verificación en la página www.minminas.gov.co ó www.retieingenieriaygestion.co

Código de Verificación: **RI 585pZ+5nBF**

OPERADOR

Fuente: Dictamen retie Usuario no regulado Santander ISAGEN

Por otro lado la declaración de cumplimiento retie testifica de parte del constructor la obra, los materiales y cumplimiento de las buenas practicas eléctricas.

En la ilustración 55 el operador de red informa sobre el requerimiento que el operador de red emite, informando los pasos que según su criterio se deben seguir para continuar con los tramites de un aumento de carga.

Ilustración 55 Respuesta del OR ante solicitud de un UNR sobre aumento de carga

7200

Bucaramanga,

Ingeniero
EDWIN SILVESTRE QUITIAN RODRIGUEZ
Gestoría ISAGEN SANTANDER
Carrera 38 No. 15-229
Call - Valle del Cauca

Asunto: MPS/PAC. Respuesta Pedido ID: 16786191
Radicado REC-14399 BGA del 02 de Julio del 2015

En cumplimiento de la normatividad y las obligaciones contractuales vigentes, de manera atenta allega a usted la respuesta empresarial de acuerdo requerimiento mediante radicado en referencia informándole lo siguiente:

El equipo de Área de Proyectos, acorde a su solicitud en el radicado No.14399 le informa que se requieren los siguientes trámites para la puesta en servicio de la nueva Subestación:

- 1) Solicitar al personal de mantenimiento la programación, consignación local de maniobras de apertura/cierre requeridas sobre el punto de conexión y demás elementos de corte que sea necesario intervenir.
- 2) Una vez programadas las maniobras descritas anteriormente, se debe solicitar con acompañamiento al personal de PBEPT y ATC.

Lo anterior de conformidad a lo establecido en la Resolución CREG 156 de 2011.

ESSA reitera su permanente disposición para atender las solicitudes y buscar opciones que posibiliten una mejora en sus procesos y en la satisfacción de sus clientes y usuarios.

Atentamente,

Carlota Salazar Londoño
CARLOTA SALAZAR LONDOÑO
Técnico ET Soporte Clientes

Proyectó: Carlota Salazar Londoño
Técnico ET Soporte Clientes

Revisó: Omar Orjuelo Duque B.
Profesional Área de Proyectos

Aprobó: Carlota Salazar Londoño
Técnico ET Soporte Clientes

Lista de distribución:
Correspondencia / PBD

RECIBIDO 27 JUL 2015
ESSA-18015-BGA
23-Jul-2015 16:28:32
EQUIPO ESCORTE CLIENTES
SALAZAR LONDOÑO CARLOTA

Fuente: Documento respuesta Usuario no regulado Santander ISAGEN

6.1.3.9. Revisión por media tensión

Posterior al montaje del grupo de medida se realiza revisión por media tensión. La revisión por media tensión ilustración 56 es un documento gestionado con el operador de red posterior a la aprobación de disponibilidad y a la revisión y aprobación de los planos eléctricos.

En la revisión por media tensión el operador de red verifica el estado en el que se encuentra la obra desde el punto de conexión del arranque hasta la medida.

Ilustración 56 Revisión y aprobación de verificación por media tensión OR

El formulario es un documento de solicitud de disponibilidad en media tensión, emitido por ESSA (Empreses de Servicios Públicos). El título principal es "SOLICITUD DE DISPONIBILIDAD EN MEDIA TENSION" con el código ESSA 9204941. El número de solicitud es BGA-014566. El formulario está dividido en varias secciones con campos para datos personales, datos del proyecto, datos de la obra, datos de la verificación y datos de la aprobación. En la sección de aprobación, se encuentra el sello "APROBADO" y la firma del operador de red. El formulario también incluye campos para la fecha de verificación y la fecha de aprobación.

Fuente: Documentación OR ESSA Electrificadora de Santander solicitada ventanilla de factibilidades y conexiones.

En la revisión por media tensión se verifica por parte del OR que se cumplan las normas de construcción eléctrica. EL operador de red emite un concepto mediante el cual reciben o no la obra. Si no existe conformidad para el operador de red, este informa al usuario final para que realice las modificaciones solicitadas y se vuelva a realizar la revisión.

Cuando se tiene el concepto afirmativo por parte del operador de red este da un visto bueno en la factibilidad o disponibilidad, mencionando que se pueden pasar los documentos para solicitud de conexión.

6.1.3.10. Solicitud de conexión

El siguiente paso que es la conexión de la frontera comercial no regulada en Colombia.

Se radica la solicitud de conexión con el formato de la ilustración 57 que requiere un listado de documentos para dar visto bueno el operador de red.

Ilustración 57 Formato solicitud de conexión por media tensión

FORMULARIO DE SOLICITUD DE CONEXION		ESSA	
NIT: 890.201.200-1 Carrera 19 No. 24 de Bucaramanga, Colombia		Grupo-epm	
Fecha:	09 JUL 2015	Código de apoyo:	83297
		Código de cliente:	21616
DATOS DEL CLIENTE			
Concesionaria:	ISABEN	Código de apoyo:	83297
Nombre:	ISABEN	Cédula de ciudadanía:	91498453
Propietario:	Atendido	Municipio:	BUCARAMANGA
Presenta autorización:	<input checked="" type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No	Teléfono:	(7)6709702
Med. Irregular:	ANEAO	Municipio:	BUCARAMANGA
Med. regular:	ANEAO	Teléfono:	345 1100
*Clientes: Persona natural o jurídica que requiere los servicios de la empresa, autorizada por ley.			
Medidor actual		Medidor a instalar	
Número:	948128	Número:	50764323-571097
Amperios:	1 (10) A	Amperios:	1 (10) A
Volts:	3x58/100... 240/415V	Volts:	3x58/100... 240/415V
Marca:	LANDIS + BYR	Marca:	LANDIS + BYR
Fases:	TRIFASICO	Fases:	TRIFASICO
TC'':	50/5	TC'':	50/5
TP'':	34500/13 / 115/13	TP'':	34500/13 / 115/13
Fact. de mult.:	3000	Fact. de mult.:	3000
T. potencia:	31,5 MVA	T. potencia:	31,5 MVA
Tensión:	34,5 KV	Tensión:	34,5 KV
No. de sellos tipo principal:	2	No. de sellos tipo principal:	2
Servicio provisional			
Carga (kW):		Período:	
Observaciones:			
Datos del electricista			
Nombre:	ISABEN	Cédula:	914984
Dirección:	CARRERA 19 NO. 24 DE BUCARAMANGA	Teléfono:	07123257
Marca:	25348130461	ingreso:	<input checked="" type="checkbox"/> Técnico <input type="checkbox"/> Honor
Fecha solicitud de la red: 1ra 30/04/15 124 JUL 2da 12-06-15			
Uso exclusivo de ESSA			
Ciudad:	Tarifa:	CLU:	SEC:
Punto de lectura:	Zona:	Municipio:	Sección:
Datos de otro medidor legalizado (vecino) del mismo transformador			
Número:	Marca:	No. cuenta:	
Información adicional (dirección):			

Fuente: Documentación OR ESSA Electrificadora de Santander solicitada ventanilla de factibilidades y conexiones.

El operador de red solicita los siguientes documentos:

- solicitud de disponibilidad o factibilidad aprobada por operador de red y el visto bueno de la verificación.
- Rut de la empresa y carta de la comercializadora externa que atenderá el servicio.

- Declaración de cumplimiento RETIE firmada por electricista constructor, tarjeta profesional y cedula de ciudadanía.
- Dictamen RETIE.
- planos y los estudios eléctricos aprobados operador de red.
- Copia de los certificados de conformidad de producto todos los materiales eléctricos.
- El transformador debe ser auto protegido.
- Conexión en arranque según normatividad OR. Para 34,5 KV en Santander exigen re conector calibrado.
- Matricula profesional del diseñador de los planos y cedula de diseñador.
- Documentación concerniente al predio. (papeles de la tierra, cedula del propietario del inmueble, matricula inmobiliaria, estratificación, certificado de libertad y tradición)
- Copia de los Certificados de calibración de los equipos de medida incluyendo (medidores, CTS y PTS), al igual que los certificados de conformidad de los equipos de medida ya mencionados incluyendo adicionalmente bloques de prueba y cableado.
- Firma del formato de confidencialidad de los datos personales por parte del usuario.

6.1.3.11. Servicio de cuadrilla de línea viva

Para una frontera nueva, se requiere cancelar la conexión por media tensión grupo de línea viva. Que no es más que la conexión física de la red del SDL a las cajas corta circuito de conexión al UNR, físicamente es la conexión de los tres (3) puentes de media tensión desde la red MT a los bornes superiores de las cajas corta circuito con la grúa para línea viva o para trabajo en frio como la que se aprecia en la ilustración 58.

Ilustración 58 Grúa para trabajos en frío media tensión



Fuente: Registro fotográfico Usuario no regulado Santander ISAGEN

6.1.3.12. Visitas conjuntas

Tan pronto es aceptada la solicitud de conexión y se ha pagado el servicio de cuadrilla del operador de red, este envía una cuadrilla a dicha frontera para realizar la visita conjunta y la instalación de sellos del operador de red en conjunto con el comercializador (Visita conjunta), esto para una frontera ya existente.

Cada uno de los dos agentes emite un acta como las de las ilustraciones 59 y 60 llenando los datos importantes de la medida de la frontera como lo es los seriales de los equipos transformadores de corriente y transformadores de tensión, así como también el medidor o los medidores de la frontera, la relación de transformación y el tipo de comunicación utilizado.

Ilustración 59 Acta verificación de la medida OR en visita conjunta

The image displays two pages of a technical acta form for OR measurement verification. The left page is labeled 'Hoja 1 de 2' and the right page is labeled 'Hoja 2 de 2'. Both pages contain various sections for data entry, including 'INFORMACIÓN BÁSICA', 'SUSPENSIÓN Y/O OBTENCIÓN', 'OBSERVACIONES A LA ADOSIÓN', 'RECONEXIÓN', 'MAPAS DEL EQUIPO DE MEDIDA', 'PRUEBAS REALIZADAS AL (LOS) MEDIDORES', 'DATOS DE LA INSTALACIÓN', 'ESQUEMA DE CONEXIONES', and 'LISTADO DE CARGAS'. The forms are filled with handwritten text and technical diagrams.

Fuente: Documentación OR ESSA Electrificadora de Santander diligenciada en usuario no regulado ISAGEN Santander.

Luego de finalizar las actas conjuntas se firma por parte del cliente final, el operador de red, el comercializador y el cliente final se reparten las copias entre de cada uno.

Ilustración 60 Acta verificación del grupo de medida visita conjunta RF

The image shows two pages of an ISAGEN form titled "ACTA DE REVISIÓN Y/O INSTALACION DE MEDICION DE ENERGIA".

Page No. 1: This page contains the header with the ISAGEN logo and the form number "Nº 0003". It includes a section for "CLIENTE" (client) with fields for name, address, and phone number. Below this is a section for "MATERIALES" (materials) with a table listing various components and their specifications. The table has columns for "DESCRIPCION", "CANTIDAD", "UNIDAD", "MARCA", "VALOR", "SERIAL", "FECHA", "LUGAR", "USUARIO", "MATERIA", "VALOR", "SERIAL", "FECHA", "LUGAR", "USUARIO".


Page No. 2: This page contains a section for "DIAGRAMA" (diagram) with a grid for drawing. Below the grid is a section for "FIRMAS" (signatures) with fields for "NOMBRE", "CARGO", "FECHA", "LUGAR", "USUARIO".

Fuente: Documentación RF ISAGEN área comercialización diligenciada en usuario no regulado ISAGEN Santander.

6.1.3.13. Certificados de calibración y de conformidad


El operador de red y el comercializador pueden requerir los certificados de calibración como el observado en la ilustración 61.

Ilustración 61 Certificado calibración Laboratorio



Verifest
Verifest Ltda.
Conformidad de la medida,
un servicio con transparencia

Laboratorio de calibración y laboratorio de ensayos,
para transformadores de medida y medidores de energía.
Acreditado por ONAC con certificados de acreditación
código 10-LAC-032 y 10-LAB-032



ACREDITADO
ISO/IEC 17025:2005
10-LAC-032 y 10-LAB-032

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN No. TI-1503-41667

Nombre: PROYECTOS DE INGENIERIA S.A. SINGRO		Código de producto: 3003		Fecha: 2013-03-29	
Dirección: PROYECTOS DE INGENIERIA S.A. SINGRO		Dirección de servicio: 3003		CARRERA 17 No. 32-30 DEPT. EMBALAJES DE ORINOCA	

DATOS DEL INSTRUMENTO SUJETO DE PRUEBA					
Tipo de instrumento	Relación de transformación (R)	Marca	No. serie	Atenuación	
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	1000	ARTIFICIOS	3170008-1	3002A	
Sensores más. /% admitidos (M)	Modelo / Tipo	SN	Potencia (VA)	Clase de exactitud	
30/0/1/0	ACT-28		10	0.3	
Unidades	Dimensiones	Material	Cantidad		
18 x 1.5	40 x 40	ALU	10		

OBJETIVO RELACIONADO: Determinación de errores verificados relativos de transformador de potencia. **UNIDAD DE MEDIDA:** Múltiplo diferencial para la realización de la calibración de acuerdo al procedimiento CT 06 de Verifest Ltda., mediante el puente de medida de corriente mutua (MCP), y el objeto de prueba.

REQUISITOS DE LA MEDICIÓN: Las áreas de instrumentación separadas (MCP) son el producto de la instrumentación verificada estándar (MCP) por el factor de calibración (FC) para una distribución específica a un nivel de confianza del 95%.

CONDICIONES AMBIENTALES: Ninguna de ellas se le reporta, en este documento, se detallan las condiciones ambientales en el certificado de calibración.

CONDICIONES AMBIENTALES Y DE PRUEBA					
Temperatura (°C)	Humedad Relativa (%)	Terminales	Condiciones		
23	65	C	C		

N. VA	Rango / Magnitud	10% In		20% In		100% In		120% In	
		Err. rel (%)	DF (rel)	Err. rel (%)	DF (rel)	Err. rel (%)	DF (rel)	Err. rel (%)	DF (rel)
Temperatura	Lineal	MA	MA	0.75	30	0.35	25	0.20	30
	Media	MA	MA	0.12	0.72	-0.07	0.26	0.02	2.29
P1 P2 P1-01	Lineal	MA	MA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	Media	MA	MA	0.09	1.43	0.10	1.43	0.10	1.43
20	Lineal	MA	MA	0.02	7.68	0.09	0.63	0.10	1.01
	Media	MA	MA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
P1 P2 P1-01	Lineal	MA	MA	0.08	1.43	0.10	1.43	0.10	1.43
	Media	MA	MA	C	C	C	C	C	C

DESEMPAÑOS:

Elaborado por: *[Firma]* Aprobado por: *[Firma]* Fecha de calibración: 2013-03-30

Nombre: NICTOR FAJER VESAGANDA Fecha de expedición: 2013-03-30

Número de páginas del certificado, incluyendo anexo: 1/1 Página 1 de 1

Este informe expresa fielmente el resultado de las mediciones en el momento y condiciones en que fueron realizadas. Los resultados que se reportan corresponden exclusivamente a los equipos e instrumentos referenciados como objeto de prueba. No podrá ser reproducido total ni parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente el permiso escrito del laboratorio que lo emite. VER/TEST LTDA, no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados o ensayados.

DOCUMENTO NO VALIDO SIN SELLO SEICO

VER/TEST LTDA - CONFORMIDAD DE LA MEDIDA, UN SERVICIO CON TRANSPARENCIA

Calle 99 No. 60 - 54 • Teléfono: 805 1521 • Email: ventas@verifestltda.com - administracion@verifestltda.com

Fuente: Certificado de calibración Usuario no regulado Santander EMGESA

Para el comercializador y para la hoja de vida es importante tener los documentos solicitados de certificados de calibración y certificados de conformidad completos, con fechas vigentes.

Los certificados de calibración de un transformador de corriente, un transformador de tensión y un medidor principal, emitidos por un laboratorio certificado por la ONAC, generalmente son 2 o 3 certificados para los CTS según norma NTC 2205, 2 o 3 certificados de calibración por los PTS según norma NTC 2207 y 1 o 2 certificados de calibración por los medidores según norma NTC 4856.

Los certificados de conformidad requeridos son de medidor, cableado de tierra, cableado de señales, bloque de prueba, transformador de corriente, transformador de tensión y celda de medida.

El certificado de conformidad es emitido por el CIDET según evaluación del producto que está certificando, el documento es el mostrado en la ilustración 62.

Ilustración 62 Certificado de conformidad de producto eléctrico acreditado por el CIDET



Fuente: Certificado de conformidad Usuario no regulado Santander ISAGEN

6.1.3.14. Formato de verificación del sistema de medida

La circular 098 es el informe de verificación del sistema de medida de fronteras comerciales, documento en el cual se llenan todos los datos referentes a la frontera de medida. Datos como clase de los equipos, números de los certificados expedidos, laboratorios que lo expiden entre otros, este formato lo diligencia el comercializador cuando se realiza la verificación inicial, antes de comenzar el registro de frontera (se verifica el estado actual de la misma y que documentación existe) (Luego de las adecuaciones de la medida pendientes se corrigen los datos con la nueva información).

En la ilustración 63 a un aparte del informe de verificación del sistema de medida, según el cual se toman los datos de estado de la frontera comercial, estos datos se pueden profundizar en el Anexo U Circular 098 Verificación del Sistema de medida.

Ilustración 63 Informe de verificación del sistema de medida fronteras comerciales

**INFORME DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA
FRONTERAS COMERCIALES**

Fecha Ciudad

1. DATOS BÁSICOS

Razón Social			Dirección		
NIT	NIU	SIC	Código Interno	RF	OR

2. CLASIFICACIÓN PUNTO DE MEDICIÓN

Nuevo	Capacidad Instalada kVA		Consumo Proyectado: CI x T x FU											
Existente	Capacidad Instalada kVA		Consumo Proyectado kWh/Mes		Consumo Promedio kWh/Mes									
Consumo Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Tipo de Punto de Medición							
	122440	111660	126064	114734	112075		Consumo, C, [MWh-mes]	117	1	X	3	4	5	
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Cap. Instalada, Ci, [MVA]	2	1	X	3	4	5	
						120077								

Fuente: Circular 098 verificación del sistema de medida

6.1.3.14. Formato de hoja de vida

Circular 119 circular hoja de vida es un formato único para todos los sistemas de medición de las fronteras comerciales. Por lo anterior, los campos diligenciados son los correspondientes a los que le apliquen, según las características técnicas del sistema de medición, de acuerdo a las exigencias del código de medida y demás disposiciones.

La hoja de vida reposa en el cliente final pero adicional el comercializador o representante de la frontera la mantiene guardada en medio magnético para lo que se requiera.

6.2. ASPECTO ADMINISTRATIVO Y LEGAL DE UNA FRONTERA PARA LA INSCRIPCIÓN DE FRONTERAS NO REGULADAS EN COLOMBIA

El procedimiento del registro de la frontera no regulada en Colombia luego de la construcción y legalización por parte del operador de red lo pendiente es que dicha frontera esté inscrita ante XM por parte del comercializador.

6.2.1. Agentes y entidades implicadas directa o indirectamente en el Registro de fronteras no reguladas en Colombia

Las entidades vinculadas directa o indirectamente al registro de fronteras no reguladas en Colombia son: usuario final (posible frontera no regulada en Colombia UNR), comercializador RF (representante de la frontera antiguo o nuevo), operador de red OR (distribuidor) (Visitas conjuntas , verificación de la medida, antiguo comercializador si la frontera fue regulada) , ASIC (dependencia del centro nacional de despacho y entidad de la que se desprende XM), XM (Entidad en la cual se gestiona la inscripción y administración de la medida de las fronteras eléctricas en Colombia), CAC (Emisión de formatos de Hoja de vida y revisión técnica de la medida, certifica empresas que realizan la certificación de

las fronteras tipo de punto de medida 1 y 2) , ONAC (certificador de laboratorios de calibración de equipos de medida), CREG(Regulación eléctrica técnica y administrativa de las fronteras no reguladas en Colombia) CIDET (empresa que genera la Certificación de conformidad de productos eléctricos en Colombia, para las diferentes empresas que lo requieran).

El proceso comienza cuando un cliente se plantea recibir energía del mercado no regulado en Colombia.

6.2.2. Pasos del registro de fronteras no reguladas en Colombia

Los pasos para el registro de fronteras no reguladas en Colombia son los siguientes:

- a) El usuario final luego de tomar la decisión del cambio de comercializador, procede a la búsqueda del comercializador que considere la mejor opción.
- b) Decisión tomada de los siguientes dos factores: comercializador con el que el grupo comercial, al que pertenece el usuario final, opera. Comercializador interesado en vender el servicio de energía a dicho usuario final (es posible que el comercializador no esté interesado en vender el suministro de energía).
- c) Tan pronto se tiene comercializador dispuesto a vender la energía no regulada al usuario final, se realiza el contrato de energía usuario no regulado, generalmente previsto con cláusulas que estipulen que el contrato tiene validez tan pronto se logre la inscripción de la frontera no regulada ante XM. Para XM el formato SIC 060 es el indicado como contrato con usuarios que van a ser fronteras no reguladas en Colombia, dicho formato discrimina la tarificación horaria. Los contratos de suministro de energía se renuevan anualmente, el comercializador puede usar este formato o utilizar uno propio teniendo como base el ejemplo.

- d) El nuevo comercializador con contrato firmado procede a solicitar al usuario final que genere la carta de voluntad o carta de intención similar a la observada en la ilustración 64.

Ilustración 64 Carta de voluntad o de intención de cambio de comercializador

Señores
ANTIGUO COMERCIALIZADOR
Dirección
Ciudad

Asunto: **Notificación cambio de comercializador**

Respetados señores:

Nos permitimos informar que hemos decidido cambiar de comercializador de energía eléctrica, por tal motivo autorizamos a la empresa **NUEVO COMERCIALIZADOR** para adelantar los trámites correspondientes a dicho cambio ante **ANTIGUO COMERCIALIZADOR** y ante el ASIC. La empresa antes mencionada será el nuevo comercializador que asumirá la prestación del servicio a nuestra demanda y la representará en el Mercado No Regulado de energía.

Con el fin de cumplir con el Artículo 54 de la Resolución Creg 156 de 2011, solicitamos la expedición del paz y salvo de la cuenta, en los términos y plazos del Artículo 56 de la Resolución Creg 156 de 2011. Adicionalmente, informamos que para asegurar el pago de los consumos facturados y/o realizados y no facturados, seleccionamos uno de los siguientes mecanismos, según el Artículo 58 de la misma Resolución Creg indicada:

1. El pago de los consumos facturados y garantizar, con título valor, el pago de los consumos realizados y no facturados	
2. El pago de los consumos facturados y el prepago de los consumos realizados y no facturados	
3. Previo acuerdo entre el usuario y el nuevo comercializador, éste se compromete a gestionar y a asumir de manera solidaria los consumos realizados y no facturados.	

Nombre del cliente:
Nit:
Dirección:
Municipio:
Número de Cuenta / Proyecto:

Cordialmente,

Firma del representante legal
CC.

Fuente: Modelo Carta de voluntad cambio de comercializador ISAGEN

Esta carta va dirigida al antiguo comercializador indicando la intención de cambiar comercializador por uno nuevo, también especifica el método a utilizar para cumplir el pago de los consumos realizados y no facturados, y finalmente la autorización al nuevo comercializador para la inscripción de la frontera comercial ante XM como se puede observar en el Anexo V Carta de voluntad de cambio de comercializador.

- e) Generalmente se usa uno de los siguientes 3 métodos para cancelar la deuda del usuario no regulado.
 - El usuario final paga el total de la deuda prepago (uno de los más usados),
 - La entrega de un pagare en blanco
 - El nuevo comercializador se responsabiliza por la deuda con el anterior comercializador (este sistema también es muy utilizado por los comercializadores previo estudio del músculo financiero de la empresa).
- f) Tan pronto el nuevo comercializador recibe la carta de voluntad firmada por el representante legal del usuario final Procede a enviarla al antiguo comercializador, adicional se solicita paz y salvo con dicho comercializador antiguo. (El comercializador antiguo tiene 5 días hábiles para emitir el paz y salvo según el formato de cada comercializador).
- g) El usuario final asegura el pago de los consumos no facturados a través del paz y salvo cumpliendo el artículo 58 del código de comercialización CREG 156 DE 2011, subiéndolo a la plataforma de XM lo cual no requiere la presentación del formato SIC 058.
- h) Dando cumplimiento al artículo 14 del código de comercialización CREG 156 de 2011 en la cual indica que la medida debe ser para un único cliente no regulado, diligenciando el formato SIC 157 todavía en uso.
- i) Para cambio de comercializador el comercializador antiguo por uno nuevo a precio de bolsa se diligencia en la plataforma de XM esta necesidad lo cual no requiere la presentación del formato SIC 156.

- j) El nuevo comercializador programa en conjunto con el operador de red una visita de verificación conjunta, ambos agentes generan actas de verificación conjuntas, las cuales son emitidas al nuevo comercializador.
- k) Para fronteras nuevas, se requiere que el OR emita un acta de recibo único de la instalación.
- l) Adicional a la visita de verificación se solicita una factura del último mes con el fin de verificar los factores de consumo y la demanda pico, los cuales se solicitan para diligenciar en la plataforma XM lo cual no requiere la presentación del formato SIC 050.
- m) El área técnica operativa de comercialización realiza el informe de verificación del sistema de medida, solicitando al usuario final los soportes de certificados de conformidad y calibración. Con el informe de verificación se diagnostica si la frontera requiere adecuación según el código de medida CREG 038 de 2014, lo mismo para una nueva frontera.
- n) El área administrativa con el reporte de verificación recibido de parte del área técnica diligencia el formato: informe de verificación inicial para nuevas fronteras,
- o) Si se requiere adecuar la frontera de medida, el nuevo comercializador pasa una oferta comercial al usuario final para adecuar la frontera según código de medida.
- p) El usuario final puede realizar la adecuación a través del nuevo comercializador o a través de un contratista que el elija a su disposición.
- q) Si el usuario final es tipo de punto de medida 1 o 2 adicional al cumplimiento del código de medida se requiere una certificación de la frontera avalado por la CAC.
- r) Las firmas avaladas por la CAC en Colombia para realizar la verificación de fronteras para el registro de fronteras ante el ASIC son las siguientes empresas.
- TECMAC ingeniería Ltda.
 - Ingeniería de automatización SAS (IDEA),

- Deloitte asesores y consultores Ltda.
 - Veritest Ltda., imgecon Ltda.
 - gestión y auditoria especializada Ltda.
 - USAENE LLC Colombia,
 - Pricewaterhouse coopers asesores gerenciales Ltda.
- s) El comercializador certifica que se está cumpliendo con el código de medida a través de la entidad certificadora que emitió la certificación de la frontera no regulada en Colombia, formato SIC 200. Este formato es usado actualmente.
- t) También existe la posibilidad que la frontera sea nueva o una ampliación de carga por lo tanto se requiere de la aprobación del proyecto del usuario final a través del recibo técnico por parte del operador de red.
- u) Si el comercializador anterior no emite la paz y salvo se comunica al usuario final que tiene una deuda y que dicha deuda debe ser subsanada para poder así continuar con el proceso de registro de la frontera.
- v) El antiguo comercializador para realizar el paz y salvo debe llenar el formato SIC emitido por XM con firma digital. Este paz y salvo debe ser enviado al nuevo comercializador debidamente diligenciado y firmado.
- w) En el portal de XM termina la inscripción de la frontera comercial no regulada en Colombia, diligenciando los datos solicitados allí: los Formatos SIC, los datos del cliente, los datos del grupo de medida, los certificados de calibración del grupo de medida, tipo de tele medida de la frontera, la curva típica del cliente, tipo de frontera, paz y salvo.
- x) Finalmente el nuevo comercializador firma digitalmente.
- y) XM tiene 4 días calendario para objetar la inscripción de la frontera. Si se da la objeción, se intenta de nuevo la inscripción, dándole solución a los motivos de la objeción.
- z) Si no hay objeción en la inscripción de la frontera, XM informa en su página que la frontera no regulada se encuentra en proceso de inscripción.
- aa) En 2 semanas la frontera no regulada queda inscrita ante XM en Colombia.

bb) Para fronteras no reguladas en Colombia se mostraran las diferentes variaciones de documentos solicitados por la plataforma de XM según el caso requerido de la inscripción.

6.2.3. Casos a plantear en macro XM y documentos requeridos para inscripción según el caso

Se pueden presentar diferentes casos de inscripciones de fronteras no reguladas ante XM. Dependiendo de los casos planteados en la macro, este arroja como resultado que documentos se requieren para la inscripción de la frontera no regulada en Colombia.

- Caso 1 Registro de una frontera nueva frontera no regulada contrato tarifario tipo de instalación nueva. (Usuario nuevo con instalación nueva).

En la ilustración 65 el macro Arroja Alistamiento de: Formatos SIC 200 que se refiere al cumplimiento del código de medida y SIC 157 que se refiere a la inscripción de frontera según se haya en el macro Anexo W Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

Ilustración 65 Macro XM caso 1 Frontera nueva no regulada

```
Tipo de Requerimiento: Frontera Nueva
Tipo de frontera: No Regulada
Tipo de Instalación: Nueva

RESULTADO

* Formato SIC 200 (Incluido en el aplicativo)
* Formato SIC 157 (Incluido en aplicativo)
```

Fuente: Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

- Caso 2 Registro de una frontera nueva frontera no regulada contrato tarifario tipo de instalación existente, con cambio de comercializador y con cambio del grupo de medida. (Usuario nuevo con cambio de comercializador, instalación existente y medida nueva).

En la ilustración 66 el macro arroja que se requiere formatos cumplimiento del código de medida, inscripción de frontera, carta de voluntad por cambio de comercializador, paz y salvo con el antiguo comercializador y forma de pago de los días que la frontera dure en inscribirse. Para una medida nueva se requiere los certificados de calibración de los equipos de medida. Así esto no se aprecien el Anexo X Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales, pero se sobre entiende la necesidad de estos.

Ilustración 66 Macro XM lista documentos frontera nueva no regulada existente cambio de agente y de medida

```

Tipo de Requerimiento: Frontera Nueva
Tipo de frontera: No Regulada
Tipo de Instalación: Existente
Existente con cambio de agente: SI
Existente con cambio de medida: SI

RESULTADO

* Formato SIC 200 (Incluido en el aplicativo)
* Formato SIC 157 (Incluido en aplicativo)
* Carta de Voluntad de Cambio de Mercado
* Paz y Salvo del Comercializador Anterior
* Formato SIC 058 (Incluido en el aplicativo)

```

Fuente: Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

- El macro Arroja Alistamiento de: Formatos SIC 200, SIC 157 y SIC 058, carta de voluntad de cambio de comercializador, paz y salvo anterior comercializador, para cambio de medida se requiere Protocolo de calibración.
- Caso 3 Registro de una frontera nueva frontera no regulada contrato tarifario tipo de instalación existente, con cambio de comercializador y sin cambio en el grupo de medida. (Usuario nuevo con cambio de comercializador e instalación existente y la misma medida). En la ilustración 67 el macro Arroja Alistamiento de: Formatos SIC 200, SIC 157 y SIC 058, carta de voluntad de cambio de comercializador, paz y salvo anterior comercializador y pago por los días que demore la inscripción de la frontera.

Ilustración 67 Macro XM frontera nueva no regulada existente cambio de agente sin cambio de medida

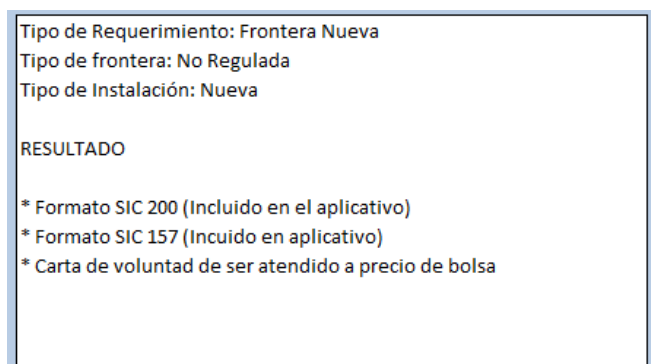
<p>Tipo de Requerimiento: Frontera Nueva Tipo de frontera: No Regulada Tipo de Instalación: Existente Existente con cambio de agente: SI Existente con cambio de medida: NO</p> <p>RESULTADO</p> <p>* Formato SIC 200 (Incluido en el aplicativo) * Formato SIC 157 (Incluido en aplicativo) * Carta de Voluntad de Cambio de Mercado * Paz y Salvo del Comercializador Anterior * Formato SIC 058 (Incluido en el aplicativo)</p>
--

Fuente: Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

- Caso 4 Registro de una frontera nueva frontera no regulada contrato precio de bolsa tipo de instalación nueva. (Usuario nuevo recién construido)

En la ilustración 68 el macro Arroja Alistamiento de: Formatos SIC 200, SIC 157, carta de voluntad de cambio de comercializador para ser atendido a precio de bolsa.

Ilustración 68 Macro XM Lista documentos Inscripción frontera no regulada instalaciones nuevas

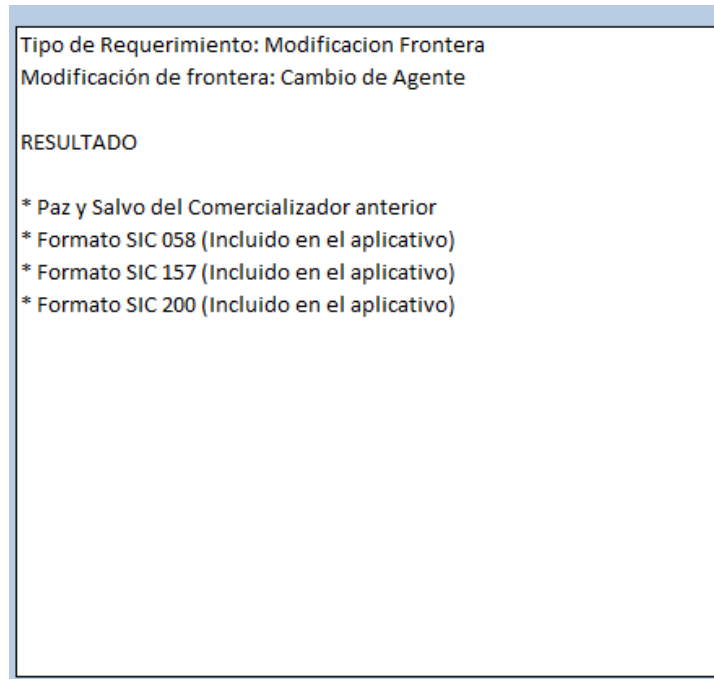


Fuente: Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

- Caso 5 Registro de una frontera cambio de comercializador y ampliación de carga.

En la ilustración 69 el macro Arroja Alistamiento de: Formatos SIC 200, SIC 157y SIC 058 y paz y salvo del comercializador, posiblemente el operador de red y el comercializador requieran protocolos de calibración de los CTS nuevos o usados.

Ilustración 69 Respuesta Macro XM Modificación de frontera con cambio de agente



Fuente: Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

- Caso 6 Registro de una frontera regulada a una nueva frontera no regulada contrato tarifario. (Conversión de frontera regulada a frontera no regulada).
El macro Arroja Alistamiento de: Formatos SIC 200, SIC 157 según la ilustración 70, el único formado diferente es el SIC 108 formato cambio de comercializador para usuarios regulados y SIC 058 y paz y salvo del comercializador.

Ilustración 70 Respuesta Macro Cambio de agente pasa al sistema regulado.

Tipo de Requerimiento: Modificacion Frontera Modificación de frontera: Cambio de Agente Antes de este cambio la frontera era Regulado: SI
RESULTADO
* Paz y Salvo del Comercializador anterior * Formato SIC 058 (Incluido en el aplicativo) * Formato SIC 108 (Incluido en el aplicativo) * Formato SIC 157 (Incluido en el aplicativo) * Formato SIC 200 (Incluido en el aplicativo)

Fuente: Macro XM Lista documentos para inscripción de fronteras comerciales.

En la nube se consigue un contrato para un usuario no regulado de EPM del año 2012. Contrato que se aprecia en el Anexo X Contrato no regulado universidad nacional y Codensa 2012.

7. CONCLUSIONES

En esta monografía se realizó un documento para la inscripción de fronteras no reguladas en Colombia en aspectos técnicos y administrativos según la regulación vigente en Colombia.

Para llevar a cabo esta investigación se identificaron y se realizaron varias actividades en la búsqueda de la información.

Inicialmente se buscaron los antecedentes de las fronteras eléctricas, relacionadas con los inicios de la normatividad del sector energético, de la privatización del mismo, continuando con la clasificación de las fronteras eléctricas en Colombia de acuerdo a los tipos de frontera, en este caso relacionados con fronteras de comercialización tipo agente usuario.

A continuación se identificaron los aspectos administrativos para el registro de fronteras no reguladas en Colombia destacándose los procesos comerciales analizados y cronogramas de actividades para dicha ejecución según resolución CREG 156-157 de 2011 y 043 de 2012.

Posterior a ello se identificaron los Procedimientos para el registro de fronteras comerciales en plataforma xm, donde el procedimiento puede realizarse por plataforma o a través de un correo electrónico a XM. En este punto se analizó una matriz de ISAGEN para identificar los formatos requeridos según la gestión realizar. También se verificaron los formatos SIC uno por uno y a que caso se relaciona. Adicionalmente se observó que existen otros documentos requeridos por el ASIC para la inscripción de fronteras como lo son carta de voluntad, paz y salvo, certificados de calibración actas de recibo técnico entre otros. En este punto

se presentó macro en XM que sirve para identificar los formatos SIC requeridos según la gestión requerida.

Siguiendo con el rumbo de la investigación se identificaron los aspectos técnicos normativos importantes requeridos para cumplir y ser aceptado en el registro de fronteras no reguladas en Colombia, correspondientes a las normas locales del operador de red y nacionales como el RETIE y NTC 2205 -2207 Y 5019.

También se realizó la verificación técnica de fronteras comerciales para inscripción ante XM con base en el código de medida resolución CREGG 038 de 2014 se definieron las partes del grupo de medida, las acciones a realizar con el OR las gestiones como CGM de un RF el tipo de puntos de medida de las fronteras el cálculo del error del burden la verificación de las fronteras con un tercero certificado y el diligenciamiento de la hoja de vida de una frontera comercial no regulada.

Finalmente en esta monografía se identificaron los pasos para la creación e inscripción de fronteras no reguladas en Colombia, esto con soporte documental de casos reales. Soportado con documentos reales de disponibilidad, factibilidad, revisión de planos, firma aprobación de planos, dictamen RETIE, cartas de solicitud de aumento de carga, solicitud de conexión, revisión del OR por media tensión, certificados de calibración y certificados de conformidad.

Se identificaron en la práctica los tipos de arranque existente, los CTS, PTS interiores, exteriores y configuraciones más usadas, los tipos de celdas de medida, tipos de subestación conexión de la medida, ubicación de los medidores, bloques de prueba, señales de medida y tipos de comunicación usados actualmente. Adicionalmente en la parte administrativa se revisó paso por paso el deseo de usuario final por ser UNR, por ser atendido por un comercializador agente usuario, hasta su conexión.

Se observan varios casos según sea el usuario, regulado, no regulado, mayor carga, atendido por tarifas o precio de bolsa. Son los casos verificados con matriz XM para identificación de formatos a diligenciar..

La monografía en general ha permitido profundizar en lo relacionado con su objetivo. Sin embargo como todo ha existido inconvenientes de tipo documental, especialmente relacionados a conseguir un contrato de un usuario no regulado debido a que las comercializadoras firman un documento discrecional por el cual no pueden revelar contratos con sus usuarios. Se ha conseguido un contrato CODENSA y universidad nacional en la red.

Las conclusiones respecto a la monografía son que la información normativa encontrada respecto a procesos como el descrito es extenso, que al resumirlos finalmente en terreno se convierten en actividades continuas y repetitivas a completar por diversas áreas del sector comercial, gestores y usuarios finales.

Para llevar a buen término la presente monografía, se debe a la disposición de la universidad industrial de Santander por generar el permiso de trabajo en este tema del gusto personal, adicionalmente en el trabajo han permitido esta actividad, el soporte técnico para poder avanzar en esta monografía y finalmente en el hogar con el tiempo necesario para finaliza la actividad propuesta.

En las actividades laborales se trabaja continuamente en este tema, lo cual ha permitido entender la función general de las gestiones comerciales técnica y administrativas, así mismo se presentó la oportunidad de obtener la información de fuentes primarias, en formatos reales de difícil acceso.

Con la presente monografía se ha aclarado la visión respecto a gestiones, respecto a organización del tiempo, el valor del esfuerzo y más importante de

renunciar ante las adversidades ni perder el enfoque aunque las opiniones externas sean adversas.

La aplicación de esta monografía a un Ingeniero electricista enfocado en el sector comercial, le permitirá un conocimiento claro de sus funciones.

A nivel formativo se aprendió a respetar la investigación, respetar el esfuerzo de quienes participan en este tipo de procesos y a valorar a quienes nos aportan para presentar los resultados de la mejor manera.

Lo importante a nivel personal es el hecho de conocer las limitaciones y los alcances, valorando el esfuerzo y la dedicación.

La evaluación final de la presente monografía como documento soportado en investigación de más de 500 páginas de normativa, trabajo diario de 4 años atrás en este sector comercial, el apoyo de dos entidades comercializadoras ISAGEN – EMGESA brindaron la información permitida por sus empleadores.

Mejor a lo realizado puede ser dedicación directa en el libro y no tanto en búsqueda de normativa, ya que todo se fue revelando naturalmente en la construcción del desarrollo y por otro lado no se intentó haber realizado algún tipo de contacto en XM y el ASIC.

La presente monografía es un estudio muy completo, con todas las herramientas disponibles en el sector de la comercialización, con documentos valiosos y profundidad en el área técnica y administrativa, con coherencia de ejecución y presentado al lector que desee trabajar en este sector como la mejor herramienta disponible no dispersa para este trabajo.

BIBLIOGRAFIA

COLOMBIA. ICONTEC. NTC 2205 (29, septiembre, 2004). Norma que aplica a transformadores de corriente nuevos para uso con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección eléctrica con frecuencias entre 15 Hz y 100 Hz. Apartado 14237 Bogotá, .

COLOMBIA. ICONTEC. NTC 5019 (21, Marzo, 2007). Norma para establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica. Apartado 14237 Bogotá, D.C., 2004. P.1-46.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 038 de 2014 (24, abril de 2012). Por la cual se modifica el código de medida contenida en el anexo general de código de redes . Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014 P.1-65.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 043 de 2012 (24, abril de 2012). Por la cual se modifican resoluciones CREG 156, 157, 158 y 159 de 2011. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2012, P.1-14.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 043 de 2012 (24, abril de 2012). Por la cual se modifican resoluciones CREG 156, 157, 158 y 159 de 2011. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2012, P.1-14.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 156 de 2011 (17, noviembre 2011). Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de operación. Diario Oficial. Bogotá, D.C.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 157 de 2011 (17, noviembre 2011). Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo y se adoptan otras disposiciones. Diario Oficial. Bo.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. RETIE (05, septiembre, 2013). Por la cual se crea el reglamento técnico de instalaciones eléctricas. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2013, no. 48904. P.1-334.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga - Santander, 2014. P.1-181.

XM S.A. E.S.P. Fronteras comerciales-Transacciones en bolsa. Bogota D.C.: ISAGEN, 2010.p.1-51.

XM S.A. E.S.P. Informe XM-Aplicación resolución CREG 156, 157 de 2011 y 043 de 2012. Cali.: Empresas municipales de Cali, 2012.p.1-38.

XM S.A. E.S.P. Manual funcionalidades aplicativo registro de fronteras-Noviembre 2016. Medellín.: ISAGEN, 2016.p.1-43.