SELECCIÓN Y CONEXIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDIDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Fecha	2024-02-01	
Revisión	5	
Naturaleza del cambio	Aclaración en el numeral 9, Tipos de conexiones aceptadas: Se especifica en que casos se debe usar medidor de energía de conexión directa y semidirecta. Ajuste aprobado por Comité Técnico de ESSA.	
Elaboró	chec	Área Proyectos – CET [1]
	CENS	Área Proyectos – CET [2]
	edeq	Área Gestión Operativa – CET [3]
	ESSA	Área Proyectos – CET [4]
	epm	Unidad CET Normalización y Laboratorios [5]
Revisó norma original	Unidad CET Normalización y Laboratorios [6]	
Aprobó norma original	Gerencia Centros de Excelencia Técnica [7]	

1: José Narces Orozco Galeano, 2: Lady Johana Ortiz Lizcano, 3: Orlando Iván Ramírez Morales, 4: Fredy Antonio Pico Sánchez, 5: Gabriel Jaime Romero Choperena, 6: Ramón Héctor Ortiz Tamayo – Jefe de Unidad, 7: Luis Fernando Aristizábal Gil – Gerente CET.

CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS 4
ÍNDICE DE FIGURAS 5
1. OBJETO 6
2. ALCANCE 6
3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA 6
4. DEFINICIONES 7
5. ANTECEDENTES 12
6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS 12
6.1 Requisitos generales de los sistemas de medición 12
6.2 Componentes del sistema de medición 13
6.3 Tipos de puntos de medición 14
6.4 Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición. 15
6.5 Calibración de los elementos del sistema de medida 16
6.5.1 Calibración de transformadores de medida. 17
6.5.2 Calibración de medidores de energía 17
6.6 Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión 18
6.7 Características generales para la instalación del sistema de medición 18
6.8 Ubicación de las fronteras comerciales. 19
6.9 Tipos de medición según su conexión 20
6.9.1 Medición directa 20
6.9.2 Medida semidirecta 20
6.9.3 Medida indirecta 20
7. MEDIDORES DE ENERGÍA 21
7.1 Clasificación de los medidores de energía de acuerdo con su complejidad 21
7.2 Selección de medidores de energía 22
7.3 Medición de energía reactiva 24
7.4 Sistema de medición para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y los Generadores Distribuidos (GD) 25
7.5 Medidor de respaldo 26
7.6 Programación de los medidores de energía 26
7.6.1 Factor de multiplicación de la medida 27
8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA 28

8.1 Transformadores de corriente 30
8.1.1 Potencia nominal (burden) 30
8.1.2 Clase de exactitud 31
8.1.3 Corriente primaria nominal 32
8.1.4 Corriente secundaria nominal 37
8.1.5 Valores normalizados para la corriente térmica permanente I_{cth} 37
8.1.6 Corriente térmica nominal de corta duración I_{th} 37
8.1.7 Corriente dinámica nominal I(dyn) 37
8.1.8 Relación de transformación 37
8.2 Transformador de tensión 38
8.2.1 Potencia nominal (burden) 38
8.2.2 Clase de exactitud nominal 39
8.2.3 Tensión primaria nominal 41
8.2.4 Tensión secundaria nominal 41
8.2.5 Relación de transformación 42
8.3 Transformadores de medida combinados 42
8.4 Niveles de aislamiento 42
8.5 Equipos Auxiliares 44
8.5.1 Bornera o bloque de pruebas 44
8.5.2 Cables o conductores 44
8.6 Sistema contra incendios 45
9. TIPOS DE CONEXIONES ACEPTADAS POR EL GRUPO EPM 46
9.1 Conexión en tres elementos 46
10. REFERENCIAS 47
11. ANEXOS 48
11.1 Anexo I: Diagramas de conexión 49
11.2ANEXO II. METODOLOGÍA Y EJEMPLO ILUSTRATIVO DE APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO Y SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA NOMINAL O BURDEN PARA LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA 62
11.2.1 Generalidades 62
11.2.2 Calculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente 63
11.2.3 Cálculo y selección del Burden para el transformador de tensión 65
11.2.4 Resistencia AC del conductor 67
11.2.5 Anexo III. Evaluación del error porcentual total máximo (en modulo y fase). 70
11.2.6 Anexo IV: Ejemplos de variables asociadas a programación de los medidores multifuncionales 75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014) _____ 14
Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (Resolución CREG 038-2014) _____ 15
Tabla 3. Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (Resolución CREG 038-2014) ___ 16
Tabla 4. Clasificación de los medidores de energía por su complejidad (NTC 5019:2018) ___ 21
Tabla 5. Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019-2018) _____ 22
Tabla 6. Medidores de energía y sus características eléctricas. (basado en NTC 5019-2018) 23
Tabla 7. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.1 a 1). (Tabla 201 Norma NTC 2205 de 2013) _____ 32
Tabla 8. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.2S y 0.5S). (Tabla 202 Norma NTC 2205 de 2013). _____ 32
Tabla 9. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones semidirectas (NTC 5019-2018). _____ 33
Tabla 10. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones indirectas (NTC 5019-2018). _____ 34
Tabla 11. Relaciones de transformación calculadas y recomendadas para trasformadores de corriente en sistemas de medición asociados a activos de conexión (transformadores monousuarios) _____ 36
Tabla 12. Límites de error de tensión y el desplazamiento de fase para transformadores de tensión para medición (tabla 301 NTC 2207) _____ 40
Tabla 13. Rangos de carga para los ensayos de exactitud (tabla 305 NTC 2207)_____ 40
Tabla 14. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal _____ 42
Tabla 15. Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos. (NTC 5933-2012 / IEC61869-1:2007) _____ 43
Tabla 16. Razón Rca/Rcd para conductores de cobre y aluminio a 60Hz _____ 69
Tabla 17. Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia _____ 69
Tabla 18. Información de entrada para el cálculo del %error. _____ 73
Tabla 19. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores tarifa plana _____ 75
Tabla 20. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores doble tarifa _____ 76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H. _____ 49
Figura 2. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 3H. _____ 50
Figura 3. Medición indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. _____ 50
Figura 4. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas. __ 52
Figura 5. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas. _ 53
Figura 6. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H. _____ 54
Figura 7. Medida Semi-directa. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. _____ 55
Figura 8. Medición indirecta. Medidor con respaldo. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H._____ 56
Figura 9. Medida Indirecta. Medidor con respaldo Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas. _____ 57
Figura 10. Medida Indirecta monofásica. Diagrama de conexión de equipos de medida con 1 TCs y 1 TPs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H. Aplica para instalaciones nuevas._____ 58
Figura 11. Medida Semi-directa monofásica trifilar. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H_____ 59
Figura 12. Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 1 TP para línea. 60
Figura 13. Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 2 TP fase tierra. 61
Figura 14. Circuito del Transformador de Tensión _____ 70

1. OBJETO

Establecer las características técnicas para la selección y conexión de equipos de medida de energía eléctrica (medidores, transformadores de medida, equipos auxiliares, entre otros), en función del marco regulatorio, los diferentes tipos de instalaciones, las cargas, y el punto de conexión a los sistemas de baja, media y alta tensión.

2. ALCANCE

Esta norma aplica para todas las instalaciones eléctricas que requieran conectarse a las redes de energía operadas por el Grupo EPM, así como a las instalaciones eléctricas construidas o modificadas con fecha posterior a la entrada en vigencia del código de medida (Resolución CREG 038 del 14 de mayo de 2014) y que requieran conectarse de una manera directa, semidirecta o indirecta para efectos del registro de la energía eléctrica consumida, control y/o comercialización.

3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Los reglamentos, las normas técnicas nacionales e internacionales, las guías técnicas y demás documentos empleados como referencia, deben ser considerados en su última versión.

NTC 4052 / IEC 62053-21	Equipos de medición de energía eléctrica para clases de precisión 1 y 2.
NTC 2147/ IEC 62053-22	Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa Clases 0,2S y 0,5S
NTC 4569/ IEC 62053-23	*Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía reactiva Clases 2 y 3.*
NTC 2288/ IEC 62053-11	E*quipos de medición de energía eléctrica, medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2).*
NTC 2148/ IEC 60145	E*lectrotecnia. Medidores de energía reactiva*
NTC 2205/IEC 61869-1	Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
NTC 2207/IEC 61869-2	Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos
NTC 4540/IEC 61869-3	Transformadores de medida. Transformadores combinados
NTC 5019 - 2018	Selección de equipos de medición de energía eléctrica.
IEC 61869-5	Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
NTC 2050 - 1998	Código Eléctrico Colombiano
RESOLUCIÓN CREG 038-2014	Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes
RESOLUCIÓN CREG 015-2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional
RESOLUCIÓN CREG 174-2021	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

4. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta norma aplican las siguientes definiciones, tomadas de la Resolución CREG 038-2014, el Retie (2013) y la norma NTC 5019 (2018):

- **Acometida:** derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general. En aquellos casos en que el dispositivo de corte esté aguas arriba del medidor, para los efectos del presente reglamento, se entenderá la acometida como el conjunto de conductores y accesorios entre el punto de conexión eléctrico al sistema de uso general (STN, STR o SDL) y los bornes de salida del equipo de medición.
- **Activos de nivel de tensión 1:** son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas por ser considerados activos de uso. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA (RES 015/2018 de la CREG).
- **Activos de conexión a un STR o a un SDL**: son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local, SDL, de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual (RES 015/2018 de la CREG).
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC*):*** dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales, SIC (resolución CREG 038-2014).
- **BIL (*Basic Insulation Level*):** es el Nivel Básico de Aislamiento por su traducción del inglés y corresponde al límite hasta el cual un equipo puede soportar el impulso ocasionado por las descargas atmosféricas. El impulso se presenta en el aislamiento debido a la alta tensión, sobretensiones y picos producto de las descargas atmosféricas.

BIL (kV) (estándar 1.5x 40 µs)		
Voltaje de operación kV	BIL para Redes distribución	BIL para S/E y lineas de transmisión
1.2	30	45
2.5	45	60
5	60	75
8.7	75	95
15	95	110
23	110	150
34.5	150	200
46	200	250
69	250	350

Fuente: National Electric Safety Code NESC

- **Calibración:** de acuerdo con la NTC 5019, operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación. Una calibración puede expresarse mediante una declaración, una función de calibración, un diagrama de calibración, una curva de calibración o una tabla de calibración. En algunos casos, puede constituir en una corrección aditiva o multiplicativa de la indicación con su incertidumbre correspondiente.
    - Conviene no confundir la calibración con el ajuste de un sistema de medición, a menudo llamado incorrectamente “autocalibración”, ni con una verificación de la calibración.
    - Frecuentemente se interpreta que únicamente la primera etapa de esta definición corresponde a la calibración.

- **Capacidad o potencia Instalada:** según RETIE, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.
- **Capacidad o potencia Instalable:** según RETIE, se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 ºC para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.
- **Carga nominal (*Burden*):** es el valor de carga sobre el cual están basados los requisitos de exactitud de los trasformadores de tensión y de corriente establecidos en las normas NTC2207 y NTC2205 respectivamente.

- Otra definición es, el valor de la carga expresado en voltiamperios (VA) con un factor de potencia determinado que se puede conectar en el secundario de un transformador, incluyendo bobinas del medidor, cables y otros dispositivos.

- **Cargabilidad:** se define como la relación entre la corriente máxima y la corriente base o la corriente nominal de un medidor de energía.
- **Centro de Gestión de Medidas (CGM*):*** el RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores. (Resolución CREG 038-2014)
- **Clase de exactitud:** designación asignada a transformadores de corriente y de tensión, cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de uso prescritas.
- **Corriente a plena carga:** valor de corriente máxima en una instalación eléctrica calculado con base en la capacidad instalada.
- **Corriente básica (Ib):** valor de la corriente con la cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.
- **Corriente dinámica nominal (I*dyn*):** es el valor pico de la corriente primaria que un transformador puede soportará sin sufrir daño eléctrico o mecánico debido a las fuerzas electromagnéticas resultantes, cuando el devanado secundario está en cortocircuito. La corriente dinámica se calcula así:

$$Idyn = 2.54 * I\ th$$

- **Corriente máxima (Imáx):** máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva. Para medidores conectados a través de transformadores de corriente, la corriente máxima del medidor corresponde al valor de la corriente máxima admisible en el secundario del transformador de corriente. Los valores normalizados de la corriente máxima son 120 %, 150 % y 200 % de la corriente nominal.
- **Corriente nominal (In):** valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a través de transformadores.
- **Corriente primaria nominal:** el valor de la corriente primaria en la cual se basa el funcionamiento del transformador.
- **Corriente primaria nominal extendida: e**l valor de la corriente primaria, por encima del valor de la corriente primaria nominal, hasta el cual se garantizan los requerimientos de exactitud del transformador de corriente definidos en la NTC 2205 para la corriente primaria nominal.
- **Corriente secundaria nominal:** el valor de la corriente secundaria en la cual se basa el funcionamiento del transformador
- **Corriente térmica nominal de corta duración (*Ith*):** es el valor eficaz (RMS) de la corriente primaria que el transformador soportará en 1s sin sufrir efectos perjudiciales, cuando con el secundario está en cortocircuito. La corriente térmica se expresa de la

siguiente manera:

***I th (KA)** = Potencia de Cortocircuito (MVA)/ (1.73* Tensión (KV))*

- **Equipo de medida o medidor:** dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.
- **Factor de cargabilidad:** relación entre la corriente primaria nominal extendida y la corriente primaria nominal del transformador de corriente.
- **Frecuencia nominal o de referencia:** valor de la frecuencia en función de la cual se fija el desempeño del medidor.
- **Índice de clase:** número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre 0,1 I_b, e $I_{máx}$, o entre 0,05 I_n e $I_{máx}$ con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia (incluyendo las tolerancias permitidas sobre los valores de referencia) tal como se define en la parte relativa a requerimientos particulares.
- **Instalación eléctrica:** conjunto de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.
- **Medición directa:** tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.
- **Medición indirecta:** tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión y de corriente utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.
- **Medición semidirecta:** tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.
- **Medidor de energía activa:** instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.
- **Medidor de energía prepago:** equipo de medida o dispositivo que permite el control de la entrega y registro del consumo al suscriptor o usuario, de una cantidad de energía eléctrica por la cual paga anticipadamente.
- **Medidor de energía reactiva:** instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo
- **Medidor electromecánico:** medidor en el cual los flujos producidos por las corrientes que circulan en bobinas fijas reaccionan con las corrientes inducidas por estos flujos en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover de tal forma que el número de revoluciones es proporcional a la energía a ser medida.
- **Medidor estático:** medidor en el cual la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir una salida proporcional a la energía a ser medida.

- **Medidor multi-tarifa:** medidor de energía provisto de un número de registros, cada uno de los cuales opera en intervalos de tiempo específicos correspondientes a tarifas diferentes.
- **Proyecto de redes:** se refiere al diseño eléctrico del proyecto, el cual es presentado al Operador de Red (OR).
- **Punto de conexión:** es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.
- **Punto de medición:** es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.
- **Relación de transformación nominal.** relación dada entre las señales de entrada y salida de los transformadores de medida. Ésta se da entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal, y entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.
- **Representante de la frontera (RF):** corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. La resolución CREG 038-2014, se indica el representante para cada tipo de frontera.
- **Servicio bifásico trifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.
- **Servicio monofásico bifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por un conductor correspondiente a la fase y un conductor correspondiente al neutro. La fase y el neutro pueden provenir de un transformador de potencia monofásico.
- **Servicio monofásico trifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro, provenientes de un transformador de potencia monofásico.
- **Servicio trifásico tetrafilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.
- **Servicio trifásico trifilar:** corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases provenientes de un transformador de potencia trifásico.
- **Tensión nominal o de referencia (Vn):** valor de la tensión en función de la cual se fija el desempeño del medidor.
- **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.

- **Tipo de servicio: c**aracterística de una instalación eléctrica relacionada con el número de fases y el número de hilos de una acometida eléctrica.
- **Transformador de corriente (TC):** transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.
- **Transformador de tensión o potencial (TT ó TP):** transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.
- **Transformador combinado:** transformador que consta de un transformador de corriente y uno de tensión en la misma caja.
- **Transformador para instrumentos:** transformador previsto para alimentar instrumentos de medida, medidores, relés y otros aparatos similares.

5. ANTECEDENTES

Esta norma técnica se elabora con el objetivo de reunir y homologar los requerimientos técnicos, los criterios de selección y la conexión de los equipos de medida a las redes de distribución del Grupo EPM. Esta norma tiene como principales referencias el código de medida Resolución CREG 038-2014, Resolución CREG 015 del 2018 y la NTC 5019: 2018.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

6.1 Requisitos generales de los sistemas de medición

Los sistemas de medición deben cumplir con las siguientes condiciones tomadas y adoptadas de la resolución CREG 038-2014 según aplique:

a. Los sistemas de medición deben ser diseñados y especificados teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión y el tipo de frontera comercial en donde se encuentren.

b. Todos los sistemas de medición deben contar con el tipo de conexión acorde con el nivel de tensión y el consumo o transferencia de energía que se va a medir.

c. Los elementos que conformen el sistema de medición (numeral 6.2, literales del a al g y m, de esta norma) deben contar con un certificado de conformidad de producto, acorde con lo establecido en el artículo 10 la resolución CREG 038-2014. El certificado de conformidad de producto vigente a la fecha de instalación y expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC.

d. Los medidores y los transformadores de corriente y tensión deben cumplir con los índices

de clase y clase de exactitud establecidos en la Tabla 2 de esta norma.

e. En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido.

f. Donde existan consumos auxiliares suministrados desde el SIN se debe conformar una frontera comercial en los términos establecidos en la resolución CREG 038-2014 y en la regulación aplicable.

g. Todos los sistemas de medición deben contar con los mecanismos de seguridad física e informática dispuestos en el artículo 17 de la resolución CREG 038-2014.

h. Los sistemas de medición deben registrar y permitir la lectura y transmisión de la información en los términos establecidos en los artículos 15 y 37 de la resolución CREG 038-2014.

i. El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo - hora para la energía reactiva.

j. En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01.

6.2 Componentes del sistema de medición

La resolución CREG 038-2014, artículo 7, establece que los sistemas de medición se componen de todos o algunos de los elementos que se listan a continuación, algunos de los cuales pueden o no estar integrados al medidor:

a. Un medidor de energía activa.

b. Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.

c. Un medidor de respaldo.

d. Transformadores de corriente.

e. Transformadores de tensión.

f. Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.

g. Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.

h. Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.

i. Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.

j. Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos

equipos pueden estar integrados o no, al medidor.

k. Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.

l. Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.

m. Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o remplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

6.3 Tipos de puntos de medición

Los puntos de medición de acuerdo con la Resolución CREG 038-2014, Artículo 6, se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, como se observa en la Tabla 1:

Tabla 1. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014)

Tipo de puntos medición	Consumo o transferencia de energía, C, (MWh-mes)	Capacidad Instalada, CI (MVA)*
1	C≥15000	CI≥30
2	15000>C≥500	30>CI≥1
3	500>C≥50	1>CI≥0.1
4	50>C≥5	0.1>CI≥0.01
5	C<5	CI<0.01

*Ver definición capacidad instalada, Numeral 4.

a. Para los puntos de medición nuevos o aquellos que no dispongan de doce meses de registros históricos, el OR debe emplear las proyecciones del consumo o transferencia de energía mensual y la capacidad solicitada en el estudio de conexión establecido en el Reglamento de Distribución o en el anexo denominado Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. En las proyecciones se podrá emplear la información histórica disponible.

b. En el caso que el consumo o transferencia de energía por la frontera y la capacidad instalada conduzcan a la selección de tipos de puntos de medición diferentes en las fronteras nuevas o existentes, se debe tomar el tipo de punto de medición con mayores exigencias de exactitud de conformidad con lo establecido en la Tabla 2 del artículo 9 de la resolución CREG 038-2014 o Tabla 2 de esta norma.

c. El punto de medición para las instalaciones nuevas se define con referencia en la capacidad instalada y el consumo proyectado, de acuerdo con el análisis realizado por el OR teniendo en cuenta lo indicado en el literal b.

d. Las instalaciones en las que se ejecuten modificaciones de la capacidad instalada, que impliquen un cambio en el tipo de punto de medición, se debe ajustar la clasificación de este y, por lo tanto, adecuar el sistema de medición de acuerdo con los requisitos del nuevo punto de medición definidos en el Código de Medida.

6.4 Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.

Los medidores, transformadores de medida y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adiciones o reemplacen en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen en la resolución CREG 038-2014 artículo 9.

Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (Resolución CREG 038-2014)

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud transformadores de tensión
1	0.2 S	2	0.2 S	0.2
2 y 3	0.5 S	2	0.5 S	0.5
4	1	2	0.5	0.5
5	1	2	--	--

a. El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida no debe superar el 0,1%. El cálculo de este error deberá estar documentado en cada sistema de medición, reposar en la hoja de vida de que trata el artículo 30 y estar disponible para las verificaciones de que trata el artículo 39 de la resolución CREG 038-2014.

b. En el anexo III de esta norma se presenta la metodología de cálculo sugerida para el reporte del error porcentual total máximo (en módulo y fase), sin embargo, se debe validar con el OR, la herramienta de cálculo disponible para la determinación del error.

c. Se podrán emplear elementos del sistema de medición que cuenten con mayor exactitud a los valores mínimos establecidos en la Tabla 2.

d. En instalaciones con sistemas de medida indirecta o semidirecta, donde parte de la carga sea abastecida por medio de una planta de generación propia (autogeneración) existente o proyectada, y el porcentaje abastecido por la planta sea mayor o igual al 80%, el sistema de medida debe estar en la capacidad de registrar tanto la energía entregada por la autogeneración, como la entregada por el operador de red (OR), con la mayor exactitud posible en todas sus condiciones de operación (planta en funcionamiento o suministro total de energía desde red de distribución del OR). Lo que implica en general, la instalación de transformadores de corriente y medidores de energía activa con clase de exactitud especial (S) e índice de clase especial (S) respectivamente.

e. Para el cumplimiento del requisito de índice de clase o clase de exactitud en los medidores de energía activa, reactiva y en los transformadores de medida, se podrá aplicar el equivalente normativo del *American National Standards Institute, ANSI,* siempre y cuando la equivalencia esté debidamente documentada.

6.5 Calibración de los elementos del sistema de medida

a. Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio.

b. Los medidores de energía reactiva deben ser parametrizados y calibrados para la medición de esta variable, de acuerdo con el tipo de cliente en su componente inductivo y capacitivo.

c. La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, ONAC, con base en los requisitos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

d. Para la realización de las calibraciones de los elementos del sistema de medición deben seguirse las reglas establecidas en el Anexo II de la resolución CREG 038-2014 y, las normas aplicables al proceso de calibración.

e. Los elementos del sistema de medición deben ser calibrados antes de su puesta en servicio. No se podrá superar el plazo señalado en la tabla 3, entre la fecha de calibración y la fecha de puesta en servicio:

Tabla 3. Plazos entre la calibración y la puesta en servicio (Resolución CREG 038-2014)

Elemento	Plazo (Meses)
Medidor electromecánico de energía activa o reactiva	6
Medidor estático de energía activa o reactiva	12
Transformador de tensión	18
Transformador de corriente	18

f. Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar una nueva calibración o las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014 y Acuerdo CNO 981 - 12 de junio 2017 o aquella que lo modifique o sustituya, o en su defecto realizar una nueva calibración.

g. En el caso de que los plazos de la Tabla 3 sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración. Para los transformadores de tensión y de corriente con tensiones nominales superiores a 35 kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la resolución CREG 038-2014 y Acuerdo CNO 981 - 12 de junio 2017 o aquella que lo modifique o sustituya, a fin de garantizar que estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas.

h. Para el caso de los transformadores de tensión y corriente se aceptan los certificados de calibración suministrados por el fabricante siempre y cuando estos provengan de

laboratorios que se encuentren acreditados de acuerdo con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables.

i. En el caso de que se realicen calibraciones in situ, estas deben ser ejecutadas por organismos acreditados por el ONAC para tal fin, de conformidad con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

j. Son admitidas las calibraciones realizadas en laboratorios acreditados por organismos con los cuales el ONAC tenga acuerdos de reconocimiento conforme a los requisitos legales aplicables.

k. Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina están definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el Acuerdo 981 - 12 de junio 2017 y, se complementan en los numerales 6.5.1 y 6.5.2 de esta norma.

l. Los medidores bidireccionales deben ser calibrados en los cuadrantes correspondientes a energía activa importada/exportada y energía reactiva importada/exportada.

m. El certificado de calibración se debe presentar en idioma inglés o español.

n. Los medidores de energía de conexión semidirecta e indirecta deben ser calibrados en los valores de tensión y corriente, según aplique, correspondientes con los devanados secundarios de los transformadores de medida a los que son conectados.

6.5.1 Calibración de transformadores de medida.

A los transformadores de tensión y corriente solo se les realiza calibración, en algunas de las siguientes situaciones:

a. Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038-2014).

b. Después de cualquier reparación que implique cambio o desarme de partes internas del transformador para corroborar que mantienen sus características metrológicas (artículo 11 y Literal h del Anexo 2 de la Resolución CREG 038-2014).

c. Pasados 18 meses desde la fecha de calibración y previo a la puesta en servicio, para el caso de los transformadores de tensión y de corriente con tensión nominal <= 35 kV (Literal g del Anexo 2 de la Resolución CREG 038-2014).

6.5.2 Calibración de medidores de energía

a. Como parte del mantenimiento preventivo del sistema de medición, los medidores de energía deben ser calibrados de acuerdo con las condiciones señaladas en el artículo 11 y 28 de la Resolución CREG 038-2014.

b. Otras intervenciones que conllevan a la calibración inmediata de los medidores son:

- Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038-2014).
- “Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo”. artículo 27 parágrafo 2 Resolución CREG 038-2014). Se hace referencia a los sellos de seguridad instalados por el OR para evitar la manipulación no autorizada de equipo.
- Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor (artículo 32 de la Resolución CREG 038-2014). Se hace referencia a la inicialización o reinicio del equipo.

6.6 Intervenciones que implican pruebas de rutina en transformadores de corriente y tensión

a. Por traslado físico de un TC ó un TT que se encuentre en funcionamiento y que vaya a ser puesto en servicio. Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038-2014).

b. Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038-2014).

c. Para cualquier nivel de tensión, pasados 6 meses desde la fecha de calibración sin entrar en servicio (Anexo 2, literal f de la Resolución CREG 038-2014).

d. Por cambio de relación de transformación de cualquier TT ó TC de una frontera comercial en servicio.

e. Por solicitud de cualquiera de los interesados.

6.7 Características generales para la instalación del sistema de medición

La instalación de los elementos que conforman el sistema de medición debe cumplir con las condiciones establecidas en las normas y reglamentos técnicos aplicables y, con las disposiciones que a continuación se establecen:

a. Todos los elementos del sistema de medición deben ser instalados por personal calificado de acuerdo con lo establecido en los reglamentos técnicos y en el tiempo establecido por la Ley y la regulación.

b. La instalación debe cumplir con lo señalado en el manual de operación y en las normas técnicas expedidas por el OR de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. En todo caso, las normas del OR no podrán contravenir lo establecido en la resolución CREG 038-2014 o en las normas técnicas nacionales o internacionales aplicables.

Para el caso de los sistemas medición instalados en el Sistema de Transmisión Nacional deben cumplirse los requisitos del anexo denominado Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

c. Los equipos de medida deben instalarse en la ruta más directa, con el mínimo posible de conexiones y cables de tal forma que se garantice los requisitos de exactitud y considerando las características técnicas del punto de conexión.

d. Los equipos de medida deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que queden protegidos contra condiciones climáticas, ambientales, o manipulaciones y daños físicos que afecten el correcto funcionamiento del medidor. Adicionalmente, los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos.

e. Para los puntos de medición tipos 1 y 2 los transformadores de tensión y de corriente del sistema de medición deben disponer de devanados secundarios para uso exclusivo de los equipos de medida. En dichos devanados podrán instalarse equipos adicionales únicamente con propósitos de medición y sin que afecten la lectura del consumo o transferencia de energía activa y reactiva.

f. La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición. En el numeral 8.2.1 de esta norma se presenta la forma de seleccionar la tensión primaria nominal de los transformadores de tensión.

g. La tensión y corriente nominal del medidor de energía debe corresponder con la tensión y corriente nominal secundaria de los transformadores de medida respectivamente.

h. Los transformadores de corriente y de tensión deben operar dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, de tal forma que se garantice la clase de exactitud, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados.

i. Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.

j. Antes de su puesta en servicio, el sistema de medición de las fronteras comerciales con puntos de medición tipo 1 y 2, las fronteras de generación y las fronteras comerciales conectadas al STN, deben ser sometidas a la verificación de un tercero, el cual se debe encontrar en el listado de empresas competentes definidas por el Comité Asesor de Comercialización, CAC. La anterior verificación es adicional a la inicial realizada por el representante de la frontera en las fronteras de generación y comerciales conectadas al STN.

k. El sistema de medición debe ser verificado, antes de su puesta en servicio, de acuerdo con lo señalado en los artículos 23 y 26 de la resolución CREG 038-2014

6.8 Ubicación de las fronteras comerciales.

a. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la

conexión se realice a través de un transformador de potencia (transformador de distribución de potencia), el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador, (artículo 19 de la resolución CREG 038-2014)

b. Para el caso de las nuevas fronteras comerciales que se inscriban ante el ASIC, se debe cumplir con lo indicado en el literal *a* de este numeral.

6.9 Tipos de medición según su conexión

Dependiendo del nivel de tensión (NT) y de la magnitud de la carga a la cual se le va a medir el consumo de energía, la medición puede ser realizada en forma directa, semi-directa o indirecta.

6.9.1 Medición directa

a. Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.

b. Para la medición directa se utiliza únicamente el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva).

6.9.2 Medida semidirecta

a. Tipo de conexión en la cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente (TC) utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

b. Para la medición semidirecta de energía se utiliza generalmente un medidor estático multifuncional de energía activa/reactiva y un transformador de corriente (TC) por cada fase que alimenta la carga.

c. En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente y las señales de tensión se deben conectar al medidor por medio de un bloque de pruebas.

d. El calibre para las señales de tensión deberá calcularse con base en el nivel de cortocircuito del sitio y en los casos de niveles de cortocircuito superiores a 10kA, se deberá colocar una marcación (adhesivo) en el compartimiento del medidor, al lado de la bornera de pruebas, que indique “Nivel de cortocircuito elevado, tomar las medidas de seguridad necesarias para manipular las señales de tensión”.

6.9.3 Medida indirecta

a. Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión (TT) y de corriente (TC) utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.

b. Para la medición indirecta de energía se utiliza generalmente un medidor estático multifuncional de energía activa/reactiva y un juego de transformadores de medida compuesto por transformadores de corriente (TCs) y transformadores de tensión (TTs).

c. El número de TCs y de TTs se selecciona según lo establecido en el numeral 9 de esta norma.

d. En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente provenientes de los devanados secundarios de los TC y de las señales de tensión provenientes de los devanados secundarios de los TT, al medidor, debe realizarse mediante un bloque de pruebas.

7. MEDIDORES DE ENERGÍA

Los medidores de energía deben cumplir las siguientes normas nacionales o internacionales:

- **NTC 4052 / IEC 62053-21.** Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa. (Clases 1 y 2).
- **NTC 5226 / IEC 62055-11.** Equipos de medición de energía eléctrica (C.A.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo.
- **NTC 2147/ (IEC 62053-22).** Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa Clases 0,2S y 0,5S.
- **NTC 4569/ IEC 62053-23).** Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía reactiva Clases 2 y 3.
- **NTC 2288 IEC 62053-11.** Equipos de medición de energía eléctrica, medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2).
- **NTC 4856** Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica

7.1 Clasificación de los medidores de energía de acuerdo con su complejidad

Los medidores de energía se clasifican de acuerdo con su complejidad en: Básicos, Multienergía, Multifunción y Medidores de funciones adicionales. La Tabla 4 detalla esta clasificación.

Tabla 4. Clasificación de los medidores de energía por su complejidad (NTC 5019:2018)

Clasificación	Descripción
Básicos	Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación.
Multienergía	Medidores que, en una única carcasa, miden más de un tipo de energía, con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación.
Multifunción	Medidores básicos o de multienergía, que incluyen funciones adicionales a las metrológicas básicas, tales como registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivo de control de tarifa y/o carga, como un interruptor horario o un receptor de telemando centralizado.
Medidores con funciones adicionales	Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc.

7.2 Selección de medidores de energía

La selección de los medidores de energía para la instalación en el sistema eléctrico de las empresas del Grupo EPM se debe realizar bajo los criterios indicados en las tablas 5 y 6, teniendo en cuenta la capacidad o potencia instalada.

Tabla 5. Selección de los medidores de energía, (basado en NTC 5019-2018)

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión		Capacidad Instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor[1)]		
					Medidor	Energía[2)]	Clase[4)]
		RETIE	CREG				Estático
Directa	Monofásico bifilar	BT	1	CI ≤ X[3)]	Monofásico bifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
	Monofásico trifilar	BT	1	CI ≤ X[3)]	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
	Bifásico trifilar	BT	1	CI ≤ X[3)]	Bifásico trifilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
	Trifásico tetrafilar	BT	1	CI ≤ X[3)]	Trifásico tetrafilar	Activa	1 Activa
						Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
Semi-directa	Monofásico trifilar	BT	1	X[3)] < CI < 100	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
	Trifásico tetrafilar	BT	1	X[3)] < CI < 100	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	1 Activa 2 Reactiva
				≥ 100[6)]	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	0,5S Activa 2 Reactiva
Indirecta	Trifásico trifilar	MT	2 y 3	100 ≤ CI < 30 000	Trifásico trifilar[5)] ó Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	0,5S Activa 2 Reactiva
		AT y EAT	4		Trifásico tetrafilar		
		MT	2 y 3	CI ≥ 30 000	Trifásico trifilar[5)] ó Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	0,2S Activa 2 Reactiva
		AT y EAT	4		Trifásico tetrafilar		
	Trifásico tetrafilar	MT, AT y EAT	2, 3 y 4	100 ≤ CI < 30 000	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	0,5S Activa 2 Reactiva
				CI ≥ 30 000			0,2S Activa 2 Reactiva

1) En la medición de energía eléctrica en plantas de generación y en puntos de conexión del Sistema de Transmisión Nacional STN o capacidad instalada mayor o igual que 1 MVA, se requiere la instalación de un medidor principal y uno de respaldo; ambos medidores (principal y de respaldo) deberán cumplir los criterios de selección indicados en la Tabla 1.

2) Se debe instalar medidor de energía reactiva en los sistemas de medición semidirecta e indirecta. Para los sistemas de medición directa la instalación del medidor de energía reactiva se puede realizar en aquellos casos en los que sea considerado necesario con base en lo establecido por el ente regulador, ver numeral 7.3 en este documento.

3) X corresponde al valor de la potencia aparente en kVA obtenida considerando la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor y la corriente máxima de los medidores de conexión directa disponibles para instalación.

4) Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar medidores con índices de clase de menor valor a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de clase 2 se puede instalar un medidor clase 1 o 0,5.

5) Para puntos de conexión en el nivel de media tensión (MT) en las cuales la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es igual a cero (por ejemplo, cuando el primario del transformador de potencia es una delta).

6) Cuando se tienen varios sistemas de medición en el secundario del transformador de distribución o de potencia al cual está asociado el punto de medición, la medición individual de cada sistema de medición con capacidad instalada mayor o igual a 100 kVA también puede realizarse en forma Semidirecta.

7) Los medidores de energía asociados a activos de conexión o transformadores de distribución monousuario mayor a 15 kVA, deben ser de conexión indirecta.

Tabla 6. Medidores de energía y sus características eléctricas. (basado en NTC 5019-2018)

Tipo de medición	**Medidor de energía**	**Características del medidor**								
		No. F	**No. H**	**No. E**	**Vr (V)[1)]**	**Fr (Hz)**	**Ib (A)**	**In[2)] (A)**	**Imáx[3)] (A)**	**CM (%)**
							Medidor estático			**Medidor estático**
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	1	120	60	≤ 10	-	≥ 60	≥ 600
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240					
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2 x 120/208					
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 120/208					
Semi-directa	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240		-	5	≥ 6	≥ 120
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3 x 120					
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 120/208					
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3 x 120					
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3 x 69,2/120					

CONVENCIONES

No. F	Número de fases	No. H	Número de hilos	No. E:	Número de elementos
Vr	Tensión de referencia	Fr	Frecuencia de referencia	Ib:	Corriente básica
In	Corriente nominal	Imáx	Corriente máxima		
CM	Cargabilidad del medidor				

1) Las tensiones de referencia indicadas en la Tabla 6 corresponden a las requeridas para medidores a conectar en un sistema con tensiones entre líneas de 208 V o 240 V y tensiones línea a neutro de 120 V. En general la tensión de referencia del medidor debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor. También se permite la instalación de medidores multi-rango de tensión, siempre y cuando la tensión nominal del sistema eléctrico, en el punto de conexión del medidor esté dentro de los rangos de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor.

Cuando el sistema de medición incluye transformadores de tensión (t.t.), la tensión de referencia del medidor se debe seleccionar con base en la tensión secundaria de los t.t. asociados a éste, de tal forma que el rango de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor incluya la tensión secundaria de los t.t.

2) Cuando el sistema de medición incluye transformadores de corriente (t.c.) y éstos han sido seleccionados con corriente nominal de 1 A, la corriente nominal del medidor debe ser de 1 A.

3) Para medición directa, la corriente máxima del medidor debe ser superior a la corriente a plena carga en el punto de conexión. Para las mediciones semi-directas e indirectas la corriente máxima del medidor debe ser mayor o igual al valor resultante de multiplicar la corriente nominal del t.c. por su factor de sobrecarga.

7.3 Medición de energía reactiva

a. Las instalaciones con capacidad instalada mayor que 15 kVA, deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.

b. Las instalaciones bifásicas y trifásicas del sector comercial o industrial deben contar con medidor de energía Activa/Reactiva.

c. En toda instalación donde se prevea que el consumo de la energía reactiva podría ser superior a la mitad del consumo de la energía activa, debido al tipo de carga (motores, transformadores, balastos, entre otros) o que el factor de potencia de la instalación podría ser inferior a 0.9, así cuente con compensación capacitiva, es obligatorio la instalación de medidor de energía Activa/Reactiva de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 047 de 2004.

d. Cuando el medidor sea multifunción, el medidor de energía Activa/Reactiva debe ser programado por el Operador de Red, OR, (aplica para los medidores donde el comercializador y el OR sea una empresa del Grupo EPM).

e. Todos los medidores de energía Activa/Reactiva deben ser parametrizados (cuando aplique) y calibrados para la medición de estas variables, de acuerdo con el tipo de cliente, en su componente inductivo y/o capacitivo.

f. Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado no regulado deben cumplir con los siguientes requerimientos de acuerdo con la resolución CREG 015 del 2018:

   i. Perfil horario
   ii. Bidireccionalidad
   iii. Calibración en cuatro cuadrantes en energía Activa/Reactiva, esta es una consecuencia de las características i y ii.

g. Los medidores de energía Activa/Reactiva para los clientes del mercado regulado pueden ser medidores tipo básicos, multienergía o multifuncionales de acuerdo con la tabla 4, donde la facturación de energía se realiza de acuerdo con el periodo de lectura. Como excepción a este caso están los usuarios con AGPE y entrega de excedentes a la

red, los cuales deben cumplir con lo dispuesto en el numeral 7.4, literal b de esta norma.

h. En los puntos de medición asociados a las fronteras de generación, las fronteras de comercialización conectadas al STN y en los puntos de medición que se encuentren ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV se deben instalar medidores de energía reactiva bidireccionales (artículo 12 Resolución CREG 038 de 2014).

7.4 Sistema de medición para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y los Generadores Distribuidos (GD)

Los requisitos de medición que deben cumplir los AGPE y los GD en el marco de la resolución CREG 174-2021 son los siguientes:

a. El AGPE que no entrega excedentes no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existente hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada. El AGPE que no entrega excedentes es aquel que así lo declara oficialmente e instala equipos que evitan efectivamente la inyección de excedentes a la red de distribución local.
b. El AGPE que entrega excedentes debe cumplir con los requisitos establecido para las fronteras de generación en el Código de Medida (resolución CREG 038-2014), a excepción de las siguientes obligaciones:

    i. Contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la resolución CREG 038- 2014.
    ii. La verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de resolución CREG 038-2014.
    iii. El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

c. En el caso de los consumos de energía, el sistema de medición debe cumplir los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038-2014 o aquella que la modifique o sustituya, de acuerdo con su condición de usuario regulado o no regulado, adicionalmente debe tener en cuenta los siguientes requerimientos:

    i. El medidor de energía debe ser calibrado en energía Activa/Reactiva, importada y exportada.
    ii. El medidor de energía debe tener las siguientes características:

    - Perfil horario
    - Bidireccionalidad
    - Cuando el medidor instalado por el cliente no cuente con el hardware para la comunicación remota, este podrá ser provisto por EPM o filial del Grupo EPM en la modalidad de comodato, una vez que el cliente cumpla con los requisitos exigidos para esta oferta comercial. En todo caso, cuando el cliente no acepte la instalación del

medidor en modalidad de comodato, EPM o filial correspondiente podrá suministrar los equipos requeridos para la telemedida del mismo. En caso de requerir adecuaciones para la instalación de la telemedida, estas se acordarán previamente con el cliente.

- ❖ El cliente o AGPE, debe verificar que el medidor de energía Activa/Reactiva que proyecta instalar es soportado por los softwares de lectura del operador de red (OR). De esta forma, se garantiza la compatibilidad del medidor con el software de lectura y, asegura que los procesos involucrados, conozcan tanto el medidor como el software propietario.
- ❖ Cuando el medidor instalado por el cliente cuente con el sistema de comunicación, la verificación del cumplimiento relacionada con el software de comunicación se realiza mediante certificación actualizada presentada por interesado, la cual debe evidenciar que el tipo de medidor es soportado por el software requerido.
- ❖ Los AGPE que no cuenten con las condiciones para el cumplimiento del literal b. deben indicarlo a EPM o Filial correspondiente, quien definirá si es posible instalar un equipo de medida en modalidad de comodato.

d. Los GD deben cumplir con todos los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, resolución CREG 038-2014 o aquella que la modifique o sustituya.

7.5 Medidor de respaldo

a. Las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2 deben contar con un medidor de respaldo para las mediciones de energía activa y de energía reactiva. Para la medición de energía reactiva, el medidor puede estar integrado con el de energía activa.

b. El medidor de respaldo debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas del principal, según las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 038-2014.

c. La conexión de los medidores de respaldo debe realizarse de tal forma que estos elementos reciban las mismas señales de tensión y de corriente del principal, además la configuración del sistema de comunicaciones debe permitir la interrogación de forma separada del medidor de respaldo y del principal.

7.6 Programación de los medidores de energía

a. La programación del display normal y alterno de los medidores multifuncionales de energía solamente debe incluir los registros considerados necesarios para la función que presta el medidor, tales como: energía activa, energía reactiva, voltajes, corrientes y factor de potencia. Adicionalmente, por solicitud del cliente, operador de red o comercializador de energía, se podrán programar otras variables que se consideren necesarias. En el anexo IV de esta norma se presenta un ejemplo de las configuraciones de las variables en el display normal y display alterno.

b. Los medidores multifuncionales deben ser programados de acuerdo con los parámetros

establecidos por el operador de red (OR), en el caso donde el comercializador y el OR sea una empresa del Grupo EPM, la programación del medidor debe ser revisada por el OR, de acuerdo con los procedimientos definidos para esto.

c. El valor registrado por los equipos de medida debe estar expresado en kilovatios-hora para la energía activa y en kilovoltamperio reactivo - hora para la energía reactiva.

d. En las fronteras con reporte al ASIC, la resolución de las mediciones de energía debe ser como mínimo de 0,01

e. Todos los medidores multifuncionales que se instalen en el sistema de distribución del Grupo EPM deben estar programados en su perfil de carga con los siguientes canales: Energía activa importada (+), Energía activa exportada (-), Energía reactiva inductiva importada (QI), Energía reactiva capacitiva importada (Q2), Energía reactiva inductiva exportada (Q3), Energía reactiva capacitiva exportada (Q4).

f. La configuración del medidor principal y respaldo debe ser la misma.

g. Para las fronteras con reporte al ASIC se deberá garantizar que:

   i. el almacenamiento de las mediciones y parámetros de configuración del medidor se realice en memoria no volátil.

   ii. Los equipos de medida cuenten con 2 niveles de acceso: Nivel 1 para Lectura y Nivel 2 para la configuración del elemento.

   iii. La parametrización para el registro de energía reactiva se realiza de forma independiente de la energía activa, de acuerdo con el literal e. de este numeral.

   iv. El registro horario de las transacciones de energía se realiza en el primer minuto de cada hora, teniendo en cuenta que, el almacenamiento de los datos registrados en los medidores, principal y respaldo debe ser como mínimo de 30 días con un intervalo de lectura cada 60 minutos, incluyendo la etiqueta de tiempo.

7.6.1 Factor de multiplicación de la medida

a. La programación de los medidores de energía de medida semidirecta e indirecta del Grupo EPM, se debe realizar con base en los valores nominales secundarios de corriente y/o tensión, de los transformadores utilizados en la medición de energía en cada una de las instalaciones.

b. El Factor de Multiplicación ($FM_{tc's}$, $FM_{pt's}$) de los transformadores de corriente y/o tensión debe quedar indicado de forma visible en la parte frontal del medidor, con previa revisión por parte del técnico encargado de la instalación.

c. El Factor de Multiplicación se debe manejar de forma externa al medidor de energía, por lo cual, el Factor de Multiplicación interno del medidor debe ser siempre 1. El factor debe ser informado, tanto al sistema de facturación como al Centro de Gestión de Medida

(CGM) de la empresa correspondiente del Grupo EPM. En el medidor de energía se debe indicar el factor de multiplicación de la medida por medio de una etiqueta.

d. El Factor de Multiplicación es el factor por el cual se multiplican los datos de energía almacenados en el medidor (conectado de forma indirecta o semidirecta por medio de transformadores), con el objetivo de expresar el valor de energía real en datos primarios.

e. El Factor de Multiplicación de la medida (FM) se calcula de acuerdo con la siguiente formula:

$$FMtc´s = Inp/Ins$$

$$FMpt´s = Vnp/Vns$$

$$FMMedida = FMtc´s \; x \; FMpt´s$$

Donde:

- $FM_{tc´s}$ = Factor de multiplicación para Transformadores de Corriente
- $FM_{pt´s}$ = Factor de multiplicación para Transformadores de Tensión
- $FM_{Medida}FM_{Energia}$ = Factor de Multiplicación de la medida
- V_{pn} = Voltaje Nominal Primario del Transformador de Tensión
- V_{ns} = Voltaje Nominal Secundario del Transformador de Tensión
- I_{np} = Corriente Nominal Primaria del Transformador de Corriente
- I_{ns} = Corriente Nominal Secundaria del Transformador de Corriente

f. El Factor de Multiplicación de la medida y de los transformadores debe estar expresado en enteros o en su defecto tener máximo dos números decimales, utilizando el método común de redondeo para el segundo decimal.

g. Cuando solo se tienen transformadores de corriente en la instalación, el factor de multiplicación de los transformadores de tensión es 1.

h. El Factor de Multiplicación de la medida, debe estar indicado en el medidor de energía, de forma interna o externa (etiqueta). y debe ser informado, tanto al sistema de facturación como al Centro de Gestión de Medida (CGM) de EPM o sus filiales. El factor de multiplicación interno del medidor debe ser siempre 1.

i. El *CGM* de EPM o sus filiales, informará el Factor de Multiplicación (FM) al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) como parte de los datos asociados al registro de la frontera.

8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

a. Los transformadores de medida pueden ser clasificados principalmente en dos grandes

grupos, de acuerdo con su ubicación y a su nivel de tensión.

Clasificación de medida de acuerdo con ubicación:

- Transformadores de medida de uso exterior.
- Transformadores de medida de uso en subestaciones encapsuladas en gas.
- Transformadores de medida de uso interior.

Clasificación de medida de acuerdo con su nivel de tensión:

- Transformadores de medida para baja tensión
- Transformadores de medida para media tensión
- Transformadores de medida para alta tensión

b. Los transformadores de medida que serán instalados en el sistema eléctrico de las empresas del Grupo EPM deben cumplir las siguientes normas:

- **NTC 2205/IEC 61869-2.** Transformadores de medida. Transformadores de corriente.
- **NTC 2207/IEC 61869-3.** Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos.
- **NTC 4540/IEC 61869-4.** Transformadores de medida. Transformadores combinados.
- **IEC 61869-1**. Transformadores de medida. Parte 1: Requisitos generales.
- **IEC 61869-5.** Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.
- **ANSI/IEEE C57.13 / IEEE.** Standard for instrument Transformers.

c. Al seleccionar transformadores de medida es necesario identificar la cantidad de núcleos de medida y núcleos de protección teniendo en cuenta el punto de conexión donde se proyecta instalarlos.

d. Los transformadores de medida deben tener un devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida, lo cual no significa que, los transformadores deben tener un solo devanado, es decir, los transformadores de medida pueden tener varios devanados, siempre que exista un devanado de uso exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medida, lo que implica que el devanado donde se conecte el sistema de medida debe ser independiente del devanado donde se conecten protecciones y otros elementos de control. El devanado exclusivo para el sistema de medida debe tener la capacidad de potencia nominal (burden) necesaria para la conexión de los equipos que conforman este sistema.

e. Los transformadores de medida con bornera de conexión en el secundario, debe contar con tapa protectora que permita la instalación de sellos de seguridad del OR.

f. Toda la información relacionada con la selección de los transformadores de medida se

debe presentar al OR con el proyecto de redes (diseño eléctrico del proyecto) en un informe técnico detallado, el cual debe estar firmado por el profesional competente responsable de la selección y/o montaje de los elementos de medida.

g. En los sistemas de medida conectados en media tensión con propósito de facturación de energía, no se permite la instalación de transformadores e corriente tipo ventana.

8.1 Transformadores de corriente

Los criterios para la selección de los transformadores de corriente son las siguientes:

8.1.1 Potencia nominal (burden)

Los transformadores de corriente deben operar dentro de los rangos de carga establecidos en las normas técnicas aplicables con base en la carga nominal, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados, de tal forma que se garantice la clase de exactitud.

a. Los valores normalizados para la potencia nominal de los transformadores de corriente para medición son: 2.5 – 5.0 – 10 – 15 y 30 VA

b. Se permite seleccionar otros valores de potencia nominales que no estén normalizados, pero estos deben estar asociados a clases de exactitud normalizadas.

c. La carga nominal (Burden) debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 25% y el 100% de su valor, teniendo en cuenta los límites de error de relación y desplazamiento de fase para transformadores de corriente, de acuerdo con su clase de exactitud (numeral 8.1.2 de esta norma).

d. Para todas las clases de medición se puede especificar (usar) un rango de carga (burden) extendida. El error de relación y desplazamiento de fase no deben exceder los límites que se indican en las tablas 7 y 8 de esta norma, para el rango de carga (burden) secundaria desde 1 VA hasta la carga nominal. El factor de potencia debe ser 1.0 para los valores de carga por encima del rango completo de la carga nominal (burden). La carga nominal máxima se limita a 15 VA. El rotulado especifico de la placa de características de un transformador con rango de carga (burden) extendida, este valor nominal debe preceder directamente a la indicación de la clase, por ejemplo: 1-10 VA clase 0.2 (significa un rango de carga de 1 a 10 VA en la clase 0.2).

e. La carga total o burden total del transformador de corriente (VA TOTAL) se determina de acuerdo con la suma de los siguientes valores:

$$VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO}$$

En donde:

VA $_{MEDIDOR}$: Es la carga en VA o consumo de potencia (burden) del dispositivo de medida.
VA$_{CONDUCTOR}$: Es el Burden debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.
VA $_{DEVANADO}$: Es el Burden debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de corriente. Normalmente el valor de potencia nominal garantizado por los fabricantes es en bornes del transformador, por lo cual, no es necesario considerar este factor en el dimensionamiento del transformador de medida.

f. Cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la capacidad nominal de potencia (burden) de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

g. En el anexo II de este documento, se presenta un ejemplo ilustrativo para la aplicación de la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de corriente.

h. En las instalaciones nuevas no se permite la conexión de cargas de compensación. La conexión de cargas de compensación se permite como último recurso para lograr el punto de operación requerido en los transformadores de medida, es decir, cuando luego de considerar y validar el burden más pequeño para el transformador de medida, el calibre, material y recorrido de los conductores, ubicación del medidor, entre otras opciones. Todas estas consideraciones se deben presentar en un informe técnico anexo al proyecto de redes al operador de red, comercializador o interesado. Las cargas de compensación deben cumplir con los requisitos técnicos descritos en el anexo V de esta norma.

8.1.2 Clase de exactitud

a. Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores de corriente para medición son:

   - 0.1– 0.2 – 0.2S – 0.5 – 0.5S – 1

b. Los requisitos de clase de exactitud para los transformadores de medida están definidos en la Tabla 2 de este documento.

c. Para los transformadores de corriente para medición, la clase de exactitud se designa con el porcentaje más alto permisible del error de relación (ε) a corriente primaria nominal y carga nominal.

d. Para las clases 0,1 – 0,2 – 0,5 y 1, el error de relación y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no debe exceder los valores presentados en la Tabla 7 cuando la carga (burden) pueda asumir cualquier valor entre el 25% y el 100% de la carga nominal.

Tabla 7. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.1 a 1). (Tabla 201 Norma NTC 2205 de 2013)

Clase de exactitud	Error ± %				Desplazamiento de fase							
					± minutos				± centiradianes			
	A corriente (% de la nominal)				A corriente (% de la nominal)				A corriente (% de la nominal)			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

e. Para las clases 0.2S y 0.5S el error de relación y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no deben exceder los valores presentados en la Tabla 8, cuando la carga (Burden) pueda asumir cualquier valor entre el 25% y el 100% de la carga nominal.

Tabla 8. Límites de error de relación y el desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases 0.2S y 0.5S). (Tabla 202 Norma NTC 2205 de 2013).

Clase de exactitud	Error ±					Desplazamiento de fase									
						± minutos					± centiradianes				
	A corriente (% de la nominal)					A corriente (% de la nominal)					A corriente (% de la nominal)				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

f. Para todas las clases, la carga (burden) debe tener un factor de potencia de 0.8 inductivo, excepto cuando la carga (burden) sea menor de 5 VA, que se debe usar el factor de potencia de 1.0 con un valor mínimo de 1VA.

g. En general, los límites establecidos para el error de relación y desplazamiento de fase son válidos para cualquier posición dada de un conductor externo separado en una distancia en el aire no menor de la requerida para el aislamiento en el aire a la tensión más alta para el equipo.

8.1.3 Corriente primaria nominal

a. Los valores normalizados para la corriente nominal primaria, de los transformadores de corriente para media tensión son:

- 10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 A
- Y sus múltiplos decimales o fracciones.

b. En general, la corriente primaria nominal del transformador de corriente se debe seleccionar de tal forma que el valor de la corriente a plena carga, en el sistema eléctrico al cual está conectado el transformador de corriente esté comprendido entre el 80 % de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del TC, es decir:

$$0.8Ipn \leq Ipc \leq IpnFC$$

En donde:

- I_{pc} = es la corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el transformador de corriente.
- I_{pn} = es la corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado.
- FC = es el factor de cargabilidad del TC, cuando el factor de cargabilidad (FC) no está indicado en la placa (EXT), se debe tomar como factor 1.2. Haciendo referencia a la corriente máxima garantizada en el transformador.

c. La tabla 9 y tabla 10, a modo de ejemplo, definen el valor de corriente primaria nominal de los TC para mediciones semidirectas y para mediciones indirectas respectivamente, considerando un factor de cargabilidad de 1.2. Sin embargo, debe especificarse TC de acuerdo con el diseño y la disponibilidad comercial de las relaciones de transformación.

Tabla 9. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones semidirectas (NTC 5019-2018).

Corriente a Plena Carga [A]	Corriente Primaria del TC [A]
$100 \leq I_{pc} < 120$	100
$120 \leq I_{pc} < 160$	150
$160 \leq I_{pc} < 180$	150 - 200
$180 \leq I_{pc} < 240$	200 - 250
$240 \leq I_{pc} < 300$	250 - 300
$300 \leq I_{pc} < 320$	300
$320 \leq I_{pc} < 360$	300 - 400
$360 \leq I_{pc} < 400$	400
$400 \leq I_{pc} < 480$	400 - 500
$480 \leq I_{pc} < 600$	500 - 600
$600 \leq I_{pc} < 640$	600
$640 \leq I_{pc} < 720$	600 - 800
$720 \leq I_{pc} < 800$	800
$800 \leq I_{pc} < 960$	800 – 1000
$960 \leq I_{pc} < 1200$	1000 - 1200
$1200 \leq I_{pc} < 1440$	1200 – 1500
$1440 \leq I_{pc} < 1600$	1500
$1600 \leq I_{pc} < 1800$	1500 - 2000
$1800 \leq I_{pc} < 2400$	2000
$2400 \leq I_{pc} < 3200$	3000
$3200 \leq I_{pc} < 3600$	3000 – 4000

Tabla 10. Valor de corriente primaria nominal de TC para mediciones indirectas (NTC 5019-2018).

Corriente a Plena Carga [A]	Corriente Primaria del TC [A]
$4 \leq I_{pc} < 6$	5
$6 \leq I_{pc} < 8$	*
$8 \leq I_{pc} < 12$	10
$12 \leq I_{pc} < 16$	15
$16 \leq I_{pc} < 18$	15 – 20
$18 \leq I_{pc} < 20$	20
$20 \leq I_{pc} < 24$	20 – 25
$24 \leq I_{pc} < 30$	25 -30
$30 \leq I_{pc} < 32$	30
$32 \leq I_{pc} < 36$	30 – 40
$36 \leq I_{pc} < 40$	40
$40 \leq I_{pc} < 48$	40 – 50
$48 \leq I_{pc} < 60$	50 – 60
$60 \leq I_{pc} < 64$	60 – 75
$64 \leq I_{pc} < 80$	75 – 80
$80 \leq I_{pc} < 90$	75 – 80 - 100
$90 \leq I_{pc} < 96$	80 – 100
$96 \leq I_{pc} < 120$	100
$120 \leq I_{pc} < 160$	150
$160 \leq I_{pc} < 180$	150 – 200
$180 \leq I_{pc} < 200$	200
$200 \leq I_{pc} < 240$	200 – 250
$240 \leq I_{pc} < 300$	250 – 300
$300 \leq I_{pc} < 320$	300
$320 \leq I_{pc} < 360$	300 – 400
$360 \leq I_{pc} < 400$	400
$400 \leq I_{pc} < 480$	400 – 500
$480 \leq I_{pc} < 600$	500 – 600
*Para los valores de corriente entre 6.0A y 8.0A el TC debería ser clase 0.2S o 0.5S según sea requerido.	

d. Cuando existan restricciones técnicas operativas y comerciales para cumplir con el criterio de selección de la corriente primaria nominal definido en el literal b de este numeral, se debe analizar el caso específico entre las partes (OR y proyecto) para

establecer y/o validar el criterio de selección del transformador de corriente (previo a la instalación, es decir en etapa de diseño).

Teniendo en cuenta que la selección de un rango de corriente de plena carga (Ipc) por fuera del rango establecido en el literal b, debe estar soportada con un informe de calibración expedido por un laboratorio acreditado, que garantice la exactitud del transformador de corriente para los valores de corriente nominales del proyecto, es decir la condición operativa real.

La selección de la corriente primaria nominal de los transformadores se hace desde el punto de vista del sistema de medición de energía, sin embargo, estas consideraciones o criterios podrán no coincidir con el análisis para la selección de la corriente primaria nominal de los transformadores desde el punto de vista de las protecciones, en estos casos, los transformadores de corriente se deben especificar y seleccionar con corriente primarias nominales independientes, por lo tanto, con una relación de transformación independiente para el sistema de medición de energía y otra relación de transformación independiente para la conexión de las protecciones en sus correspondientes núcleos.

e. La selección de los transformadores de corriente debe hacerse de acuerdo con el cálculo de la potencia total instalada del inmueble, teniendo en cuenta la capacidad y cantidad en motores, iluminación, equipos, entre otros, los factores de demanda y simultaneidad, las fechas de entrada en operación de las etapas y la potencia de cada una (cuando se proyecte por etapas).

f. El cálculo de la capacidad instalada en unidades residenciales que requieran medida semidirecta debe seguir el procedimiento de cálculo descrito en la sección 220 de la NTC 2050.

g. Los transformadores de medida para la medición de energía en los activos de conexión (transformadores monousuarios de potencias mayores a 15kVA y menores o iguales a 75 kVA, que se conectan a las redes de media tensión 13.2kV o 7.6kV) requieren valores de corriente primaria nominal diferentes a los normalizados, por lo tanto, se recomienda seleccionar la relación de transformación comercial más cercana a las relaciones de transformación calculadas, como se indica en la tabla 11.

h. La ubicación del sistema de medición debe ser de acuerdo con el numeral 6.8 de esta norma.

i. Dado que este tipo de transformadores de corriente con corrientes primarias nominales menores a 5 amperios, describen condiciones particulares o especiales en su construcción, se puede presentar que la clase de exactitud de estos sea superior o mejor a la mínima definida en esta norma y la resolución CREG 038–2014 (código de medida). En todo caso se debe validar la compatibilidad de la exactitud del sistema de medición completo.

Tabla 11. Relaciones de transformación calculadas y recomendadas para trasformadores de corriente en sistemas de medición asociados a activos de conexión (transformadores monousuarios)

N° Fases	Capacidad TRF [kVA]	Ipc [A]	0,8Ipc [A]	1,2Ipc [A]	Ipn [A]	RT Calculada	RT Recomendado
1	25	3,28	2,62	3,94	3,3	3,3/5	3/5
	37,5	4,92	3,94	5,91	4,9	5/5	5/5
	50	6,56	5,25	7,87	6,6	6,6/5	6/5
	100	13,12	10,50	15,75	13,1	13/5	15/5
	167	21,92	17,53	26,30	21,9	22/5	20/5
2	25	1,89	1,51	2,27	1,9	1,9/5	2/5
	37,5	2,84	2,27	3,41	2,9	2,9/5	3/5
	50	3,79	3,03	4,54	3,8	3,8/5	4/5
	75	5,68	4,54	6,81	5,7	5,7/5	6/5
3	30	1,31	1,05	1,57	1,3	1,3/5	1/5 o 1/1
	45	1,97	1,57	2,36	2,0	2/5	2.5/5
	75	3,28	2,62	3,94	3,3	3,3/5	3/5
	112,5	4,92	3,94	5,90	4,9	5/5	5/5
	150	6,56	5,25	7,87	6,6	6,6/5	6/5

- RT calculada: relación de transformación calculada
- FC: factor de cargabilidad de 120 % (1.2)
- Ipc: corriente de plena carga
- Ipn: corriente primaria nominal
- Ipc: corriente de plena carga

j. Dada la restricción generalizada en los laboratorios de calibración de equipos de medida para la calibración de los transformadores de corriente con corriente primaria nominal menor a 5A, se permite la instalación de transformadores de corriente con relación 5/5A clase 0.5S y medidor de energía con corriente nominal 1-6A o 1-10A (multirango) con clase de exactitud 0.5S en las instalación o proyectos cuya corriente de plena carga implique la selección de un transformador de corriente con corriente primaria nominal menor a 5A.

8.1.4 Corriente secundaria nominal

a. Los valores normalizados para la corriente secundaria nominal son 5 A y 1 A. El valor de 5 A es normalmente usado de forma general en la medición de energía, mientras que, el valor de 1 A es normalmente usado en las subestaciones de potencia, donde coincide los requerimientos de medición y protecciones.

b. La corriente secundaria nominal puede ser 5 A o 1 A en los transformadores de corriente para la medición de energía en los activos de conexión (transformadores monousuarios) que se conectan a redes de media tensión (13.8 kV, 13.2 kV o 7.6 kV).

c. Los medidores multirango se deben calibrar para el valor de corriente secundaria nominal definida para el transformador de corriente.

8.1.5 Valores normalizados para la corriente térmica permanente I_{cth}

a. El valor normalizado para la corriente térmica permanente nominal es la corriente primaria nominal.

b. Cuando se especifica una corriente térmica permanente nominal mayor que la corriente primaria nominal, los valores recomendados son 120 %, 150 % y 200 % de la corriente primaria nominal.

8.1.6 Corriente térmica nominal de corta duración I_{th}

a. Se debe asignar una corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}) al transformador.

b. El valor normalizado para la duración de la corriente térmica nominal de corta duración es 1s.

c. La corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}) deberá seleccionarse de tal forma que:

$$Ith \geq Icc * t^{1/2}$$

En donde:

- Icc = corriente máxima de cortocircuito en el punto del sistema donde va a ser conectado.
- t = tiempo de duración del cortocircuito en segundos, t=1 s

8.1.7 Corriente dinámica nominal I(dyn)

La corriente dinámica nominal (Idyn) debe ser como mínimo 2,5 veces la corriente térmica nominal de corta duración (Ith); es decir:

$$Idyn \geq 2.5Ith$$

8.1.8 Relación de transformación

a. Con el fin de estandarizar el sistema de medida, impedir errores de conexión y evitar la modificación no autorizada en la relación de transformación de los equipos, se aceptarán

solo transformadores de corriente con relación ajustable solo por el lado primario.

b. En transformadores con múltiple relación, la relación mayor debe corresponder con la corriente nominal calculada para la capacidad total instalada del inmueble. es decir, la condición operativa normal o permanente de la instalación o proyecto.

c. Para los proyectos o instalaciones en las que se prevé entrada en operación por etapas, los trasformadores con múltiple relación son aceptados, sin embargo, se debe indicar en el proyecto de redes, la fecha prevista para la entrada en operación de cada etapa y su respectiva potencia. Se resalta que el equipo debe cumplir con lo indicado en el literal a de este numeral.

d. En las subestaciones de potencia conectadas al STR o al SDL, en la cuales se contempla desde el diseño un crecimiento o ampliación en la demanda atendida, los trasformadores con múltiple relación son aceptados. Los cambios de relación deben ser coordinados con el OR para la documentación y registro del cambio, dado el impacto que este ajuste tiene en el cálculo de pérdidas técnicas.

8.2 Transformador de tensión

Los criterios para la selección de los transformadores de tensión son las siguientes:

8.2.1 Potencia nominal (burden)

Los transformadores de tensión deben operar dentro de los rangos de carga establecidos en las normas técnicas aplicables con base en la carga nominal, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados, de tal forma que se garantice la clase de exactitud. Por lo tanto, los transformadores de tensión deben ser especificados para un rango de carga especifico y probados de acuerdo con este.

Para los transformadores de tensión fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 61869-3):

a. Los valores normalizados de la potencia nominal, en un factor de potencia de 1, expresados en voltamperios definidos como rango de carga I, son:

   - 1.0 VA – 2.5 VA – 5.0 VA – 10 VA (**rango de carga I**)

b. Los valores normalizados de la potencia nominal, en un factor de potencia 0.8 (inductivo), expresado en voltamperios definidos como rango de carga II, son:

   - 10VA – 25VA – 50VA – 100VA (**rango de carga II**)

c. Se permite seleccionar otros valores de potencia nominales que no estén normalizados, pero estos deben estar asociados a clases de exactitud normalizadas.

d. La carga nominal (burden) debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 0 % y el 100 % de su valor para los transformadores de tensión con

rango de carga I, o entre el 25 % y el 100 % de su valor para los transformadores de tensión con rango de carga II, teniendo en cuenta los límites de error de tensión y desplazamiento de fase para transformadores de tensión, de acuerdo con su clase de exactitud (numeral 8.2.2 de esta norma).

e. La carga total o burden total del transformador de tensión (VA TOTAL) se determina de acuerdo con la suma de los siguientes valores:

$$VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO}$$

En donde:

$VA_{MEDIDOR}$: Es la carga en VA o consumo de potencia (burden) del dispositivo de medida.
$VA_{CONDUCTOR}$: Es el Burden debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.
$VA_{DEVANADO}$: Es el Burden debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de tensión. Normalmente el valor de potencia nominal garantizado por los fabricantes es en bornes del transformador, por lo cual, no es necesario considerar este factor en el dimensionamiento del transformador de medida.

f. Cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la potencia nominal (burden) del transformador de tensión de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

g. En el anexo II de este documento, se presenta un ejemplo para la aplicación de la metodología del cálculo de la carga nominal (Burden) del transformador de tensión.

h. En las instalaciones nuevas no se permite la conexión de cargas de compensación. La selección de los transformadores de tensión debe contemplar la carga nominal según lo indicado en los literales a, b y c, de tal manera que no se requiera la instalación de cargas de compensación.

Para transformadores de tensión fabricados bajo la NTC 5787 (IEEE C57.13):

i. la potencia nominal (Burden) debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendía entre 0 VA y el 100% de su valor.

8.2.2 Clase de exactitud nominal

Las clases de exactitud normalizadas para los transformadores inductivos de tensión monofásicos para medición son:

a. 0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0

b. La selección de la clase de exactitud de los transformadores de tensión se realiza de acuerdo con los requisitos definidos en la Tabla 2 de este documento.

c. El error de tensión y el desplazamiento de fase a la frecuencia nominal no deben sobre pasar los valores de la Tabla 12 (Tabla 301 NTC 2207) a cualquier tensión entre 80 % y 120 % de la tensión nominal y para las cargas de:

- Cualquier valor entre 0 VA y 100 % de la carga nominal, con un factor de potencia igual a 1 para el rango de carga I.
- Entre el 25 % y 100 % de la carga nominal, con un factor de potencia de 0.8 inductivo para el rango de carga II.

Tabla 12. Límites de error de tensión y el desplazamiento de fase para transformadores de tensión para medición (tabla 301 NTC 2207)

Clase	Error de tensión (relación) ε_u ±%	Desplazamiento de fases Δφ	
		± minutos	± centiradianes
0.1	0.1	5	0.15
0.2	0.2	10	0.3
0.5	0.5	20	0.6
1.0	1.0	40	1.2
3.0	3.0	No se especifica	No se especifica

- Cuando los transformadores tienen dos devanados secundarios separados se debe tener en cuenta su interdependencia mutua. Es necesario especificar un rango de potencia para cada devanado sometido a ensayo y cada uno debe satisfacer los requisitos de exactitud dentro de su rango con los demás devanados sin ensayar a cualquier carga desde cero hasta el valor nominal.
- Si no se especificación los rangos de potencia, estos rangos para el devanado sometido a ensayo deben ser de 25% a 100% de la potencia nominal de cada devanado.
- Si uno de los devanados no está sometido a carga más que ocasionalmente durante tiempos cortos o si utiliza solo como un devanado de tensión residual se puede considerar insignificante su efecto sobre el otro devanado.

d. Para determinar la conformidad de la clase de exactitud, los ensayos tipo se deben hacer a 80%, 100%, y 120% de la tensión nominal, a frecuencia nominal con valores de potencia acordes con la Tabla 13 (tabla 305 NTC2207) y factor de potencia de 1 (rango de carga I) o con factor de potencia de 0.8 inductiva (rango de carga II).

Tabla 13. Rangos de carga para los ensayos de exactitud (tabla 305 NTC 2207)

Rango de carga	Valores de preferencia de la potencia nominal [VA]	Valores de potencia de ensayo % (de la nominal)
I	1.0 – 2.5 – 5 - 10	0 y 100
II	10 – 25 – 50 - 100	25 y 100
Cuando el transformador tiene varios devanados secundarios, ellos deben estar cargados tal como se establece en la nota de la table 302 de NTC 2207		

8.2.3 Tensión primaria nominal

La tensión primaria nominal de un transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado; por ello, para su selección, es necesario tener en cuenta los límites de operación del transformador de tensión con respecto a su tensión primaria nominal, y los límites de variación de la tensión de la red permitidos por la regulación, con respecto a su valor nominal en el punto donde el transformador será instalado.

La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión se selecciona de tal forma que se garantice que el rango de valores de la tensión de la red permitidos por la regulación con respecto a su valor nominal quede dentro de los límites de operación del transformador de tensión. Por lo anterior:

a. El rango de operación de los transformadores de tensión fabricados bajo la norma NTC 5787 (IEEE C57.13) está comprendido entre el 90% y el 110% de su tensión primaria nominal. Si el transformador se va a instalar en una red eléctrica en la cual la regulación permite una variación de tensión entre el 90% y el 110% de su valor nominal entonces la tensión primaria nominal del transformador debe ser igual a la tensión nominal de la red.

b. El rango de operación de los transformadores de tensión fabricados bajo la norma NTC 2207 (IEC 61869-3) o bajo la norma IEC 61869-5, está comprendido entre el 80% y el 120% de su tensión primaria nominal. Si el transformador se va a instalar en una red eléctrica en la cual la regulación permite una variación de tensión entre el 90% y el 110% de su valor nominal, entonces la tensión primaria nominal del transformador se debe seleccionar de tal forma que la tensión nominal de la red quede comprendida entre el 90% y el 110% de su valor.

8.2.4 Tensión secundaria nominal

a. La tensión secundaria nominal del transformador de tensión debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste.

b. Se recomienda que los medidores multirango sean calibrados para el valor de tensión secundaria nominal seleccionada para el transformador de tensión.

c. Se recomienda que la tensión secundaria nominal sea seleccionada de tal forma que el factor entre la tensión nominal primaria y secundaria sea un numero entero. Cuando esto no sea posible, se debe expresar con máximo un dígito decimal, utilizando el método común de redondeo.

d. La tensión secundaria nominal de los transformadores de tensión conectados en las redes de media tensión, debe ser seleccionada de acuerdo con lo estimado en la Tabla 14.

Tabla 14. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal

Tensión nominal de la red [V]	Tensión Secundaria TTs [V]
44.000	110
34.500	115
33.000	120
13.800	120
13.200	120
13.200/√3= 7.620	120/√3
34.500/√3	115/√3
44.000/√3	110/√3
110.000/√3	110/√3

Para las tensiones nominales de la red no referenciadas en la Tabla 14 debe seguirse la recomendación del literal c.

e. En los transformadores destinados a ser instalados entre fase y tierra en las redes trifásicas en donde la tensión primaria nominal es un número dividido por √3, la tensión secundaria nominal debe ser un valor dividido por √3. Por ejemplo: Si la tensión nominal primaria es 13.200/√3, entonces la tensión nominal secundaria puede ser 120/√3 .

8.2.5 Relación de transformación

Los transformadores de tensión solo se aceptan con una relación de transformación.

8.3 Transformadores de medida combinados

a. Cuando se utilizan transformadores combinados, aplican los mismos criterios para la selección del transformador de corriente y para la selección del transformador de tensión descritos en los numerales anteriores. Adicionalmente, el transformador debe cumplir los requerimientos de la NTC 4540 y la resolución CREG 038-2014. Los transformadores combinados deben contar con certificado de conformidad y de calibración tanto para el transformador de corriente, como para el transformador de tensión, de forma independiente.

b. Las borneras, bloques de prueba o bloques de conexión utilizados en las conexiones entre los transformadores combinados y los medidores de energía, deben cumplir con los requerimientos técnicos definidos en el numeral 8.5.1 de esta norma.

8.4 Niveles de aislamiento

Los valores normalizados deben ser seleccionados de la Tabla 15. La tensión más elevada para el equipo se elige el valor normalizado más próximo de (U_m) que sea igual o superior a la tensión más elevada del sistema en el que instalará el equipo.

Para equipos que vaya a ser instalados bajo condiciones ambientales normales, en lo que se refiere a aislamiento, U_m debe ser al menos igual a la tensión del sistema.

Para equipos que vayan a ser instalados fuera de las condiciones normales, en lo que se refiere a aislamiento, puede seleccionarse una U_m mayor que el valor normalizado más cercano de U_m

igual o mayor que la Tensión del sistema según las necesidades especiales concernientes. La elección debe hacerse considerando el grado de exposición a las sobretensiones de frente rápido y frente lento, el tipo de puesta a tierra del neutro del sistema y el tipo de dispositivos de protección contra sobretensiones. Para los bornes primarios destinados a ser puestos a tierra en servicio tienen un valor Um igual a 0.72 kV.

Tabla 15. Niveles de aislamiento nominales para arrollamientos primarios de transformadores de instrumentos. *(NTC 5933-2012 / IEC61869-1:2007)*

Tensión más elevada para el equipo U_m (Valor eficaz) [kV]	**Tensión no disruptiva nominal a frecuencia industrial (valor eficaz) [kV]**	**Tensión no disruptiva nominal al impulso tipo rayo (valor pico) [kV]**	**Tensión no disruptiva nominal al impulso tipo maniobra (valor 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	
52	95	250	
72.5	140	325	
100	185	450	
123	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 323	650 750	
245	395 460	950 1050	
300	395 460	95 1050	750 850
362	460 510	1050 1175	850 950
420	570 630	1300 1425	950 1050
550	630 680	1425 1550	1050 1175

Notas:

1. Para instalaciones en situación expuesta, se recomienda elegir los niveles de aislamiento más elevados.
2. En el caso de transformadores de instrumentos para instalaciones en GIS, los niveles de tensión no disruptiva a frecuencia industrial según norma IEC 62271-203 pueden ser diferentes.
3. Para niveles alternativos, véase la NTC 3328 (IEC 60071-1)

8.5 Equipos Auxiliares

8.5.1 Bornera o bloque de pruebas

El bloque de prueba debe ser usado en toda instalación que requiera medición semi-directa o medición indirecta, para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida, así:

a. Cortocircuitando el secundario de cada transformador de corriente y abriendo las señales de tensión provenientes de cada una de las fases de la acometida en las mediciones semi-directas o del secundario de cada transformador de tensión en las mediciones indirectas, cuando se opera el elemento correspondiente.

b. El bloque de pruebas se selecciona de acuerdo al número de elementos de la medición.

c. Para una medición de dos elementos se utiliza un bloque de pruebas de siete polos y para una medición de tres elementos se utiliza un bloque de pruebas de diez polos; también se permite utilizar bloques de pruebas de diez polos en mediciones de dos elementos.

d. El bloque de pruebas debe cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- Debe permitir desconectar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en el punto de conexión (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
- Debe garantizar en sus conexiones y ajustes, un buen contacto eléctrico. Además, deberá tener una cubierta sólida y transparente, de forma tal que sea posible inspeccionar el estado de sus partes móviles y contactos sin necesidad de removerla.
- Debe tener dispositivos para la colocación de sellos de seguridad que impidan retirar la cubierta para manipulación en forma indebida o no autorizada.
- La distancia mínima entre aldabas o barrajes del bloque de pruebas no debe ser inferior a 5mm.
- Los tornillos y las aldabas no se deben deformar con el ajuste mínimo de apriete.
- Certificado de conformidad de producto de acuerdo con norma de fabricación

8.5.2 Cables o conductores

a. Los cables de conexión deben marcarse y protegerse contra daños físicos, en el anexo I de esta norma, los diagramas para la conexión de los elementos del sistema de medida y el código de colores definido por RETIE para cada tipo de sistema de potencia.

b. El cable utilizado para la conexión entre los bornes secundarios de los transformadores de medida de tensión y de corriente y los bornes del medidor de energía debe ser en mínimo calibre 12AWG en cobre o aluminio (serie AA8000), se debe tener en cuenta que, para el uso de conductores de aluminio de forma subterránea, estos deben estar certificados para tal fin de acuerdo con el RETIE.

c. En las instalaciones donde los transformadores de medida y el medidor de energía estén separados una distancia inferior a 1m o se encuentren alojados dentro del mismo encerramiento (tablero para medida semidirecta), el cable utilizado para la conexión entre los bornes secundarios de los transformadores de medida de tensión y de corriente y los bornes del medidor de energía puede ser hasta mínimo calibre 16AWG, siempre que los diferentes dispositivos, terminales secundarios de transformadores, bornera de pruebas y medidor de energía soporten la conexión de conductores de este calibre.

d. Los conductores de las señales de corriente y tensión deben estar claramente identificados al inicio y al final del recorrido (equipo y borne al que están conectados), se debe utilizar elementos de marcación como placas o etiquetas plásticas que garanticen su conservación en las condiciones de instalación (en el exterior o al interior), no se permite utilizar etiquetas adhesivas.

e. Se recomienda el uso de cable de control apantallado para las conexiones.

8.6 Sistema contra incendios

a. La medida de energía asociada exclusivamente al sistema contra incendios se debe hacer con equipo de medición indirecto cuando su fuente sea un trasformador de distribución de potencia con capacidad nominal mayor (>) a 15kVA o con equipo de medición semidirecto cuando su fuente sea un trasformador de distribución de potencia con capacidad nominal menor (<) a 15kVA, lo anterior como consecuencia del numeral 28.3.11 literal d del RETIE y la definición de activos de conexión.

b. El dimensionamiento de los transformadores de corrientes asociados al sistema de medida debe considerar todas condiciones operativas (condición nominal y de rotor bloqueado de las bombas).

c. Los transformadores de corriente deben tener clase de exactitud especial (S), con el fin de garantizar la adecuada medición de energía.

d. Se debe tener en cuenta la fuente de alimentación y la definición de un activo de conexión (transformador monousuario >15 kVA), para la ubicación y selección del sistema de medición.

9. TIPOS DE CONEXIONES ACEPTADAS POR EL GRUPO EPM

a. En las redes de Grupo EPM para instalaciones nuevas con medida indirecta solo serán aceptadas conexiones en tres (3) elementos.

b. Para instalaciones en nivel de tensión nominal hasta 34.5 kV que requieran un aumento de capacidad instalada, con cambio de los transformadores de corriente; y donde la potencia total instalada del inmueble, incluido el aumento de capacidad, sea superior a 1MVA, la medida solo será aceptada con tres (3) elementos, dado el riesgo del incumplimiento de los supuestos para las conexiones en dos (2) elementos.

c. En medida semidirecta el número de fases del transformador debe corresponder con el número de elementos de medición.

d. Los medidores de energía asociados a activos de conexión o transformadores de distribución monousuario mayor a 15 kVA, deben ser de conexión indirecta.

e. Las instalaciones que estén asociadas a un transformador de distribución que alimente más de un usuario, su punto conexión este en el nivel de tensión 1 y su capacidad instalable tenga una corriente nominal menor o igual a 100 A, deben usar medidor de energía directa. Para los casos en los cuales la capacidad instalable tenga una corriente nominal mayor a 100 A se debe usar medidor de conexión semidirecta.
Nota: Para sistemas contra incendio se debe cumplir con lo enunciado en el numeral 8.6 de esta norma.

f. En el anexo I, se encuentran los detalles de los diagramas de conexión permitidos, en dos (2) elementos para instalaciones existentes y los diagramas de conexión permitidos en tres (3) elementos para las instalaciones nuevas.

g. En la conexión de los transformadores de medida, viendo desde el lado de la fuente hacia la carga, debe realizarse primero la conexión de los transformadores de corriente (TCs) y luego los de tensión (TTs) de las fases respectivas. Sin embargo, el uso de equipos de protección como seccionadores con cuchilla de puesta a tierra que requieren identificación de ausencia de tensión para su adecuada operación implica que, el orden en la conexión de los transformadores de medida puede variar en pro del óptimo funcionamiento de los equipos de protección.

9.1 Conexión en tres elementos

Consiste en utilizar tres Transformadores de Tensión y tres Transformadores de Corriente para la medición de energía trifásica. Los Transformadores de Tensión deben estar especificados con tensión primaria fase-neutro (tensión fase-fase dividida por raíz de 3). Puede aplicarse en sistemas con redes trifásicas de media/alta tensión en cualquier configuración o conexión (sistema en Y o en Delta). Se recomienda realizar las conexiones de la siguiente manera:

a. Transformadores de Tensión:

- Utilizar los terminales primarios de los TTs marcados con “A” para conexión a las fases R, S y T, es decir como las señales de entrada.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales primarios de los TTs marcados con “B o N” a la barra de puesta a tierra de la celda de medida o tablero.
- Llevar los terminales secundarios de los TTs marcados con “a” al medidor.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales secundarios de los TTs marcados con “b o n” a la barra de puesta a tierra de la celda de medida o tablero. Esa misma señal será llevada al medidor (un conductor independiente común para los TTs).

b. Transformadores de Corriente:

- Utilizar los terminales primarios de los TC’s marcados con “P1” para las fases R, S y T a la conexión del lado de la fuente, es decir como las señales de entrada.
- Utilizar los terminales primarios de los TC’s marcados con “P2” para las fases R, S y T a la conexión del lado de la carga, es decir las señales de salida.
- Llevar los terminales secundarios de los TC’s marcados con “s1” al medidor.
- Conectar independientemente cada uno de los terminales secundarios de los TC’s marcados con “s2”, a la barra de puesta a tierra de la celda de medida o tablero. Esa misma señal será llevada al medidor (un conductor independiente común para los TCs).

10. REFERENCIAS

Las resoluciones, los reglamentos nacionales, las normas y guías técnicas nacionales e internacionales y demás documentos relacionados deben ser considerados en su última versión, a menos que se indique una versión diferente.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Resolución CREG 015 de 2018.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2014). Resolución CREG 038 de 2014.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2019). Resolución CREG 036 de 2019.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). Resolución CREG 174 de 2021.

Comisión Electrotécnica Internacional. (2011). IEC 61869-5 Transformadores de medida. Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.

Edison Electric Institute EEI. (2002). Handbook for Electricity Metering 10th Edition. Washington, D.C.

ICONTEC. (1998). NTC2050 Código eléctrico Colombiano.

ICONTEC. (2018). NTC5019 Selección de equipos de medición de energía eléctrica.

ICONTEC. (s.f.). NTC 2147 / IEC 62053-22 Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa clase 0.2S y 0.5S.

ICONTEC. (s.f.). NTC2147 / IEC62053-22 Equipos de medición de energía eléctrica, medidores estáticos de energía activa clase 0.2S y 0.5S.

ICONTEC. (s.f.). NTC2148 / IEC 60145 Electrotecnia. Medidores de energía reactiva.

ICONTEC. (s.f.). NTC2205 / IEC 61869-1 Transformadores de medida. Transformadores de corriente.

ICONTEC. (s.f.). NTC2288 / IEC 62053-11 Equipos de medición de energía eléctrica, medidores electromecánicos de energía activa clases 0.5, 1, 2.

ICONTEC. (s.f.). NTC4052 / IEC 62053-21 Equipos de medición de energía eléctrica para clases de precisión 1 y 2 ICONTEC. (s.f.). NTC4052 / IEC62053-21 Equipos de medición de energía eléctrica para clases de precisión 1 y 2. ICONTEC. (s.f.). NTC4540 / IEC 61869-3 Transformadores de medida. Transformadores combinados.

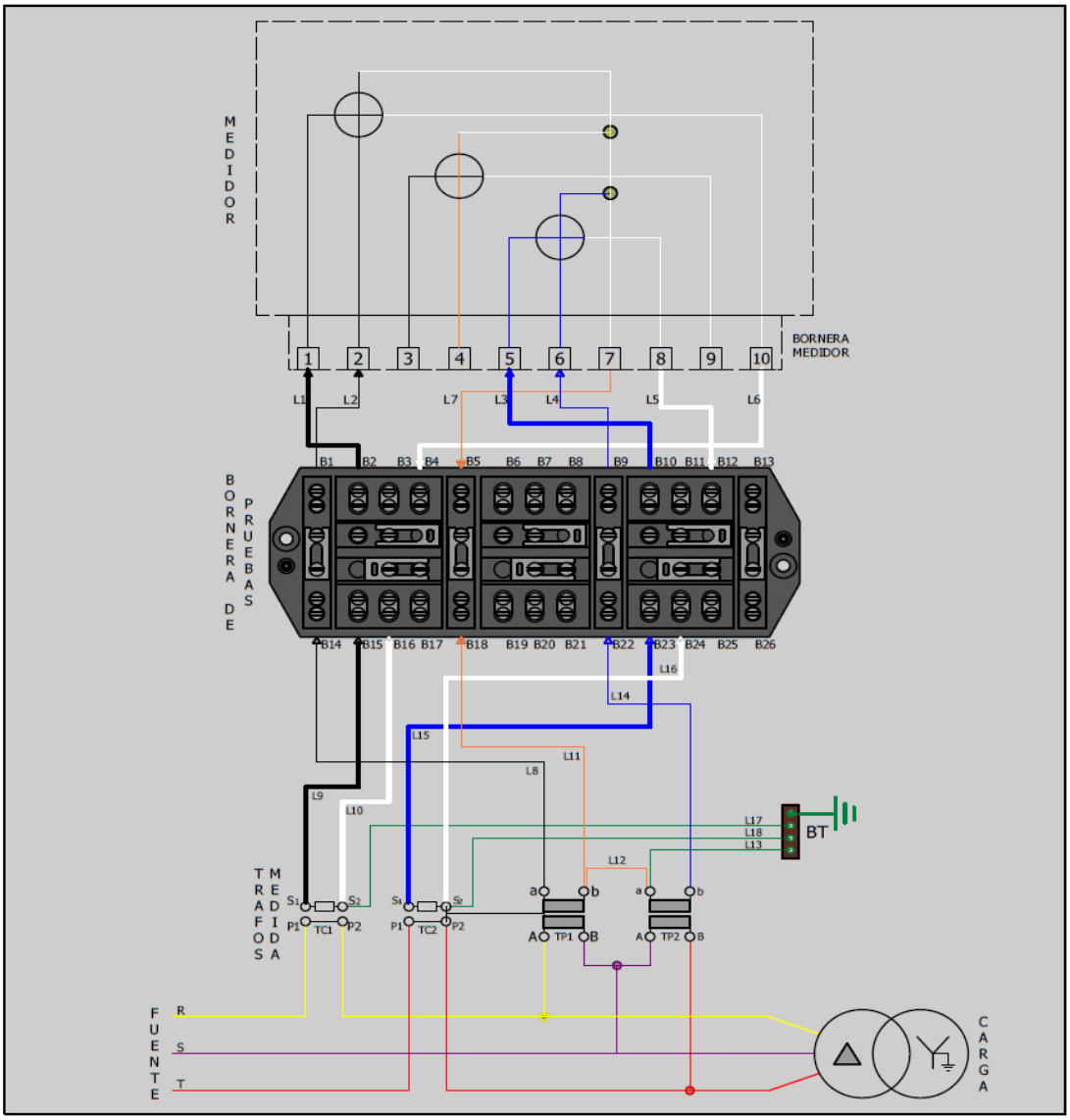
ICONTEC. (s.f.). NTC4569 / IEC62053-23 Equipos de medición de energía, medidores estáticos de energía reactiva clase 2 y 3. NTC2207 / IEC 61869-2 Transformadores de medida. Transformadores de tensión inductivos. (s.f.).

11. ANEXOS

A continuación, se presentan los diagramas de conexión generales, los cuales representan una condición estándar, estos pueden presentar algunos ajustes o variaciones de acuerdo con los equipos que se conecten en el sistema de medida, por ejemplo, transformadores de tensión de un solo buje primario, borneras de conexión tipo bloque, entre otros. Todos los ajustes o variaciones en los diagramas de conexión deben soportarse e incluir el diagrama de conexión final en las memorias técnicas del sistema de medida.

11.1 Anexo I: Diagramas de conexión

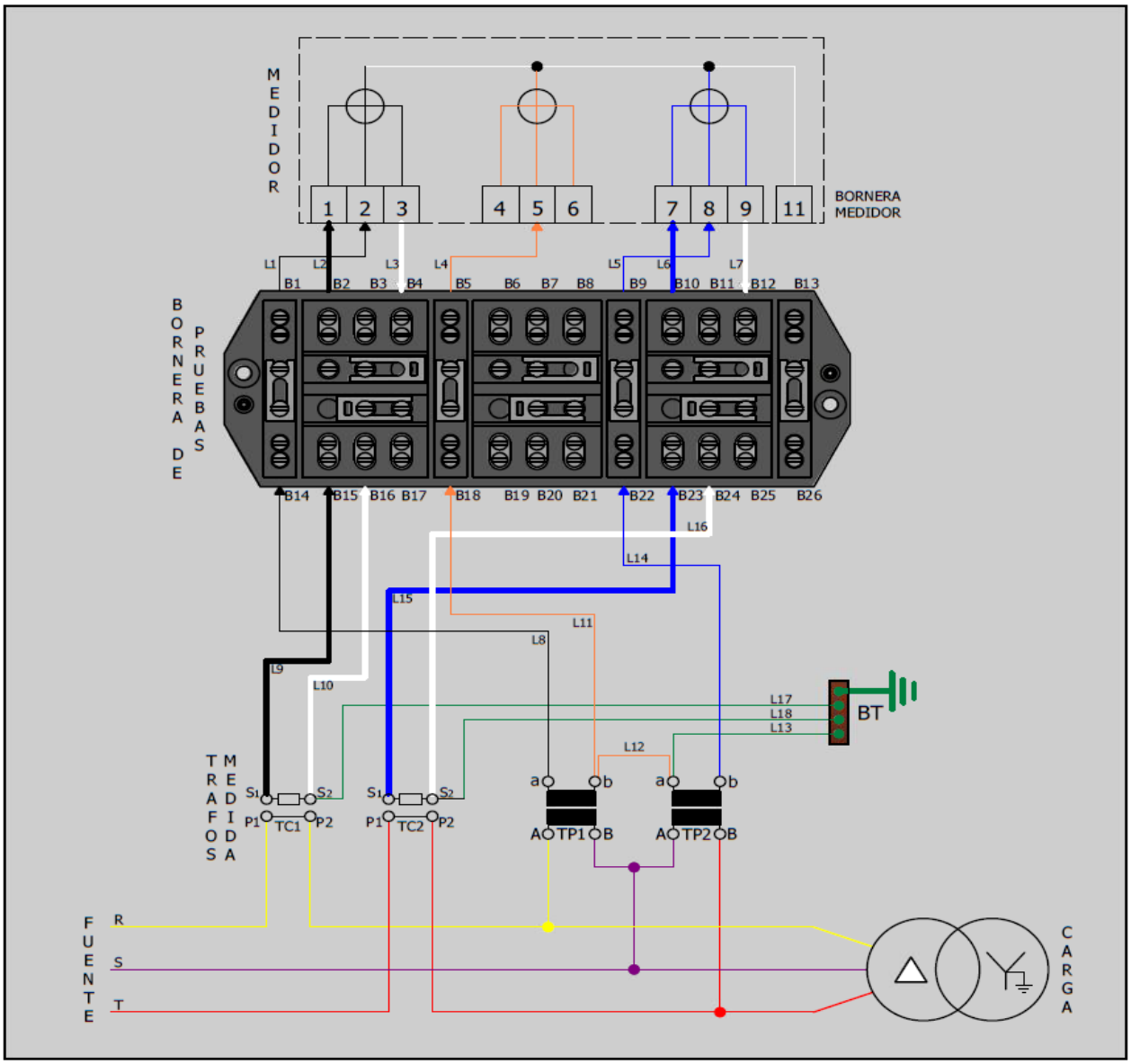
Figura 1. Medida Indirecta**.** Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 3H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	NEGRO	De B2 a Borne 1 Medidor
L2	NEGRO	De B1 a Borne 2 Medidor
L3	AZUL	De B10 a Borne 5 Medidor
L4	AZUL	De B9 a Borne 6 Medidor
L5	BLANCO	De Borne 8 Medidor a B12
L6	BLANCO	De Borne 10 Medidor a B4
L7	NARANJA	De Borne 7 Medidor a B5
L8	NEGRO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L9	NEGRO	De Borne S1 de TC1 a B15
L10	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L11	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L12	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2
L13	VERDE	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L14	AZUL	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L15	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B23
L16	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B24
L17	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L18	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT

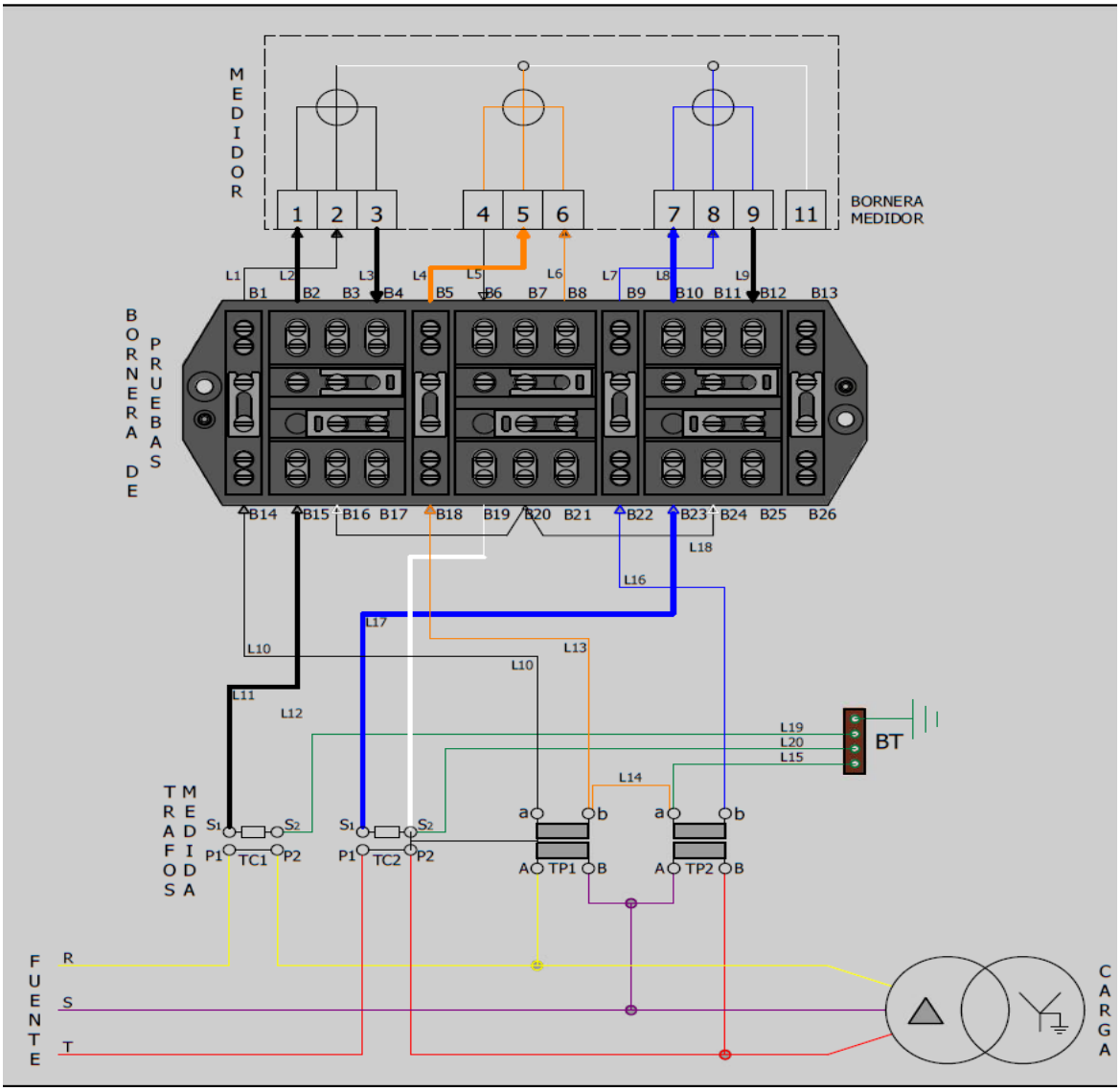
Figura 2. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs y 2 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 3H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	NEGRO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	NEGRO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	NARANJA	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	De B9 a Borne 8 Medidor
L6	AZUL	De B10 a Borne 7 Medidor
L7	BLANCO	De B12 a Borne 9 Medidor
L8	NEGRO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L9	NEGRO	De Borne S1 de TC1 a B15
L10	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L11	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L12	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2
L13	VERDE	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L14	AZUL	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L15	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B23
L16	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B24
L17	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L18	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT

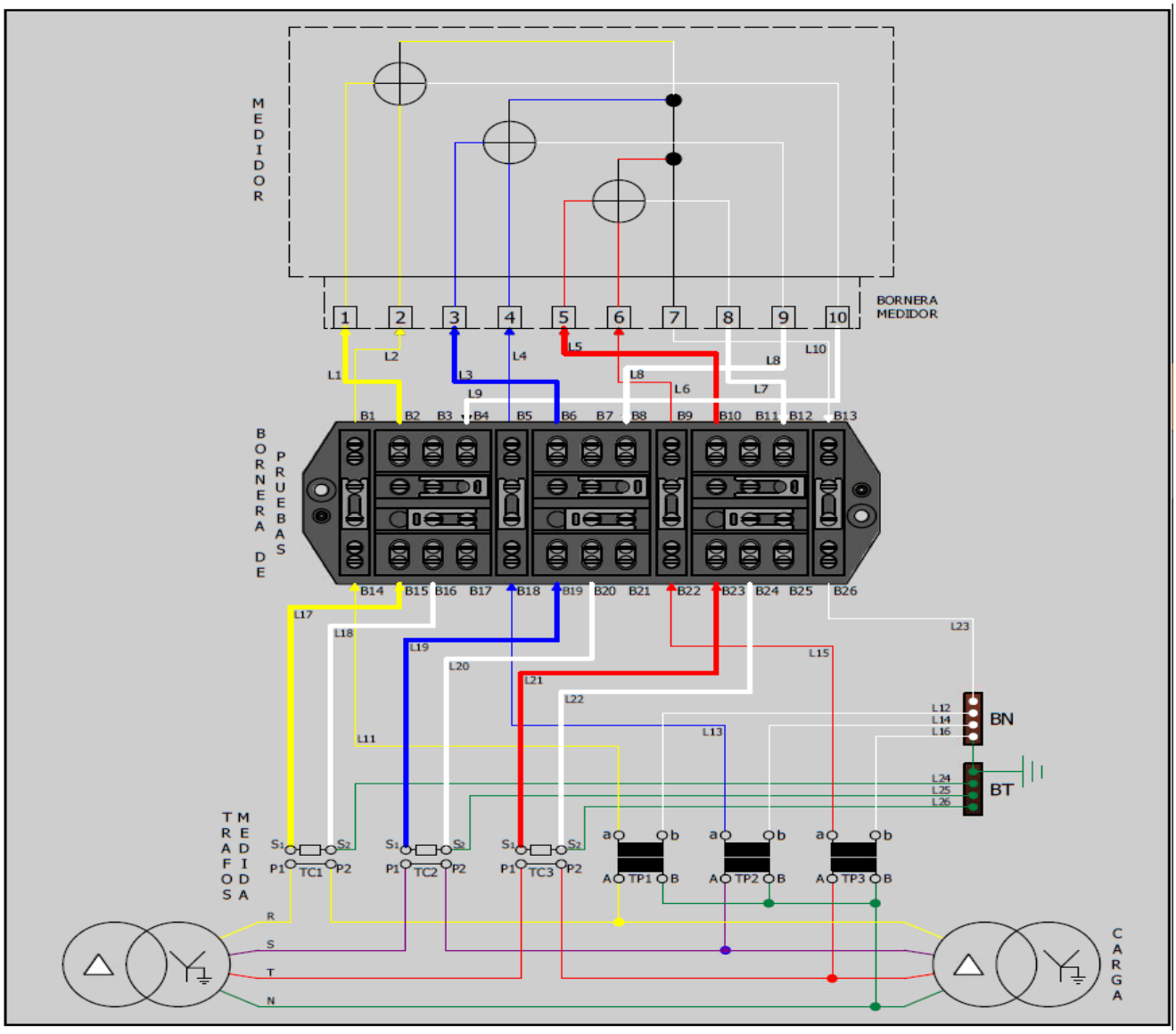
Figura 3. Medición indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	NEGRO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	NEGRO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	NEGRO	De B4 a 3 del Medidor
L4	NARANJA	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	NEGRO	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	NARANJA	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	AZUL	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	AZUL	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	NEGRO	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	NEGRO	De Borne secundario (a) de TP1 A B14

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L11	NEGRO	De Borne S1 de TC1 a B15
L12	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L13	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L14	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a De Borne secundario (a) de TP2
L15	VERDE	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L16	AZUL	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L17	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B23
L18	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B24
L19	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L20	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT

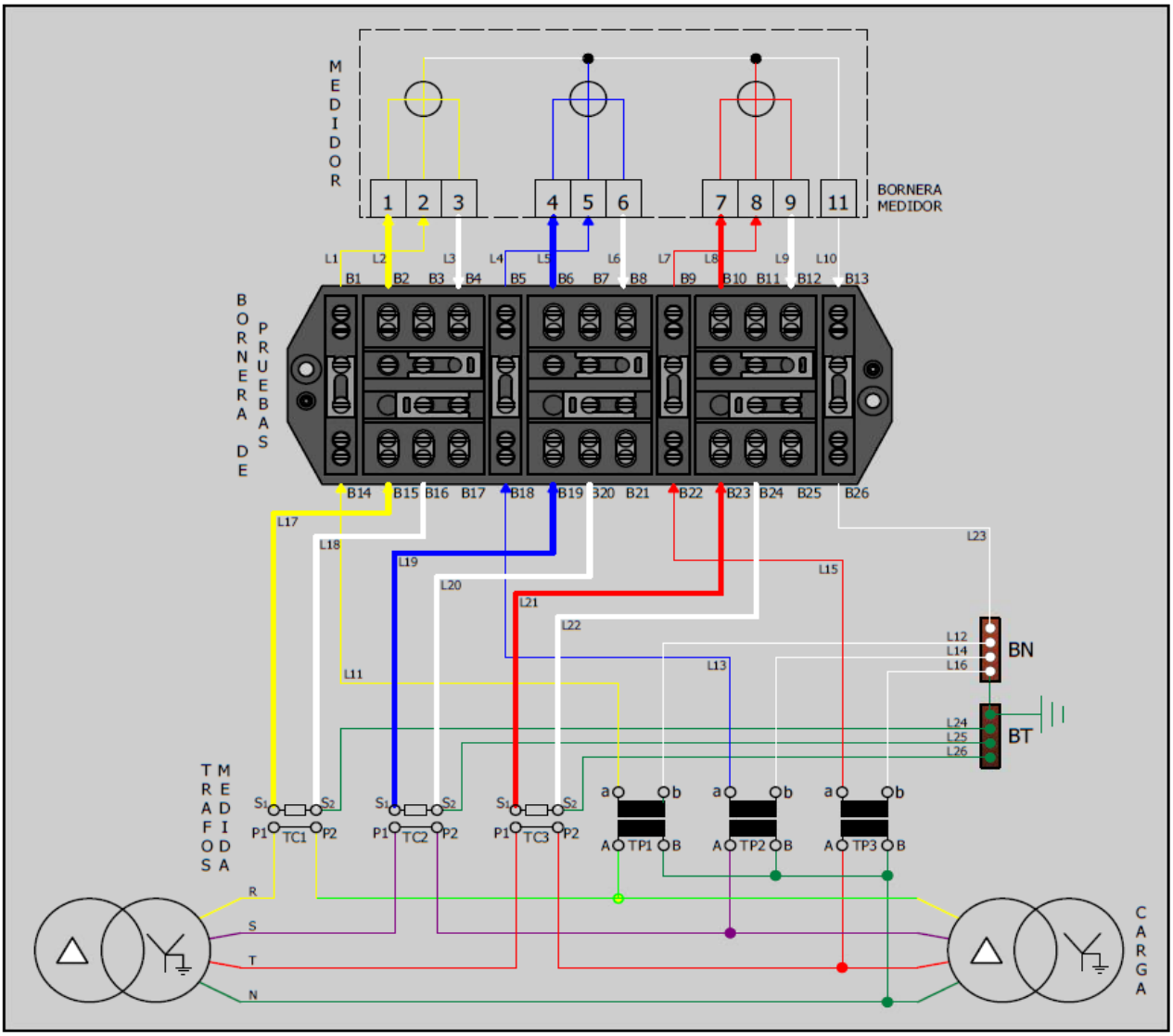
Figura 4. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L2	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L3	AZUL	De B6 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	De B5 a Borne 4 Medidor
L5	ROJO	De B10 a Borne 5 Medidor
L6	ROJO	De B9 a Borne 6 Medidor
L7	BLANCO	De Borne 8 Medidor a B12
L8	BLANCO	De Borne 9 Medidor a B8
L9	BLANCO	De Borne 10 Medidor a B4
L10	BLANCO	De Borne 7 Medidor a B13
L11	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L12	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP1 a BN
L13	AZUL	De Borne secundario (a) de TP2 a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L14	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L15	ROJO	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L16	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L17	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L18	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L19	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B19
L20	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B20
L21	ROJO	De Borne S1 de TC3 a B23
L22	BLANCO	De Borne S2 de TC3 a B24
L23	BLANCO	De B26 a BN
L24	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L25	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L26	VERDE	De Borne S2 de TC3 a BT

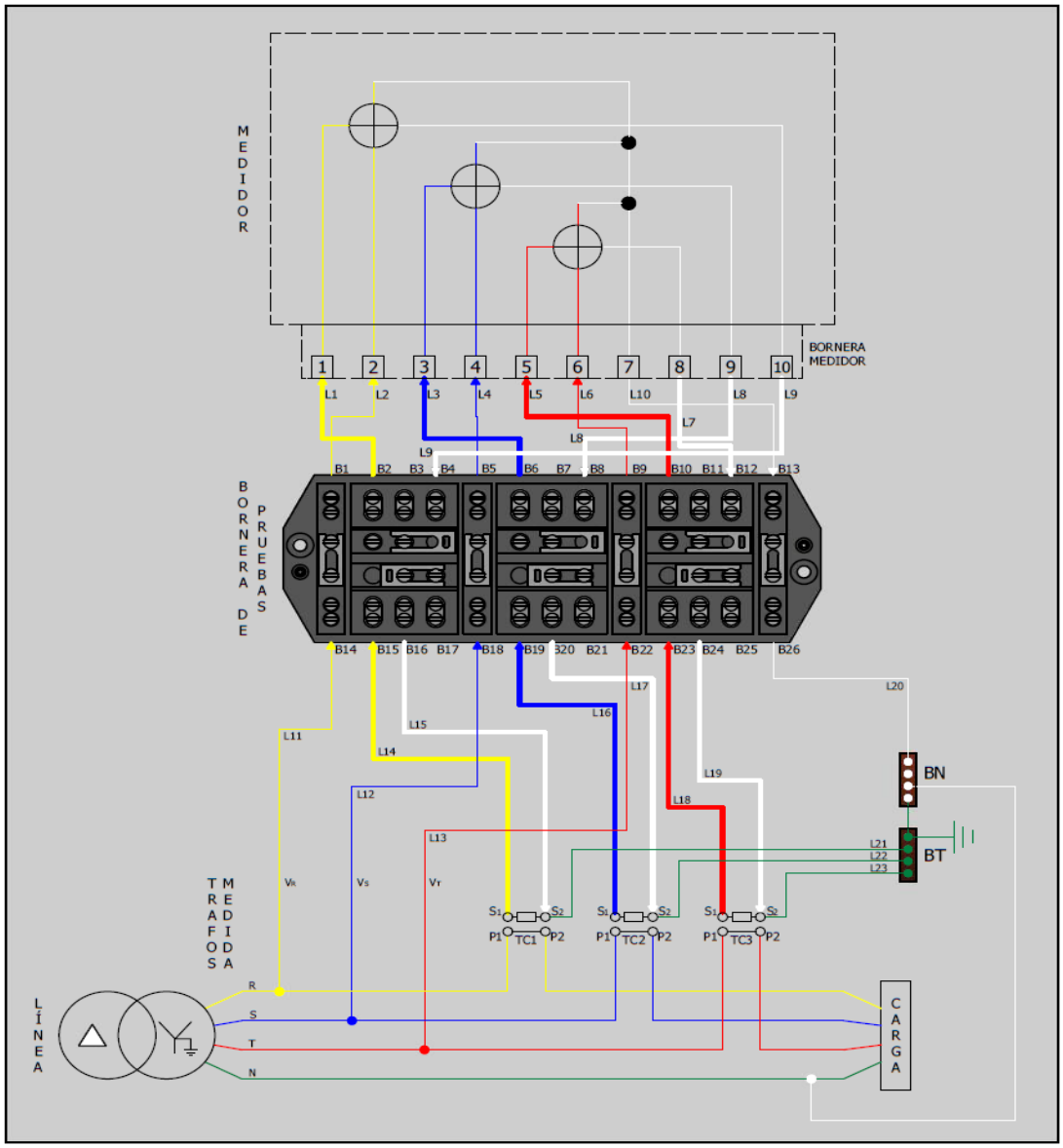
Figura 5. Medida Indirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L12	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP1 a BN
L13	AZUL	De Borne secundario (a) de TP2 a B18

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L14	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L15	ROJO	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L16	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L17	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L18	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L19	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B19
L20	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B20
L21	ROJO	De Borne S1 de TC3 a B23
L22	BLANCO	De Borne S2 de TC3 a B24
L23	BLANCO	De B26 a BN
L24	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L25	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L26	VERDE	De Borne S2 de TC3 a BT

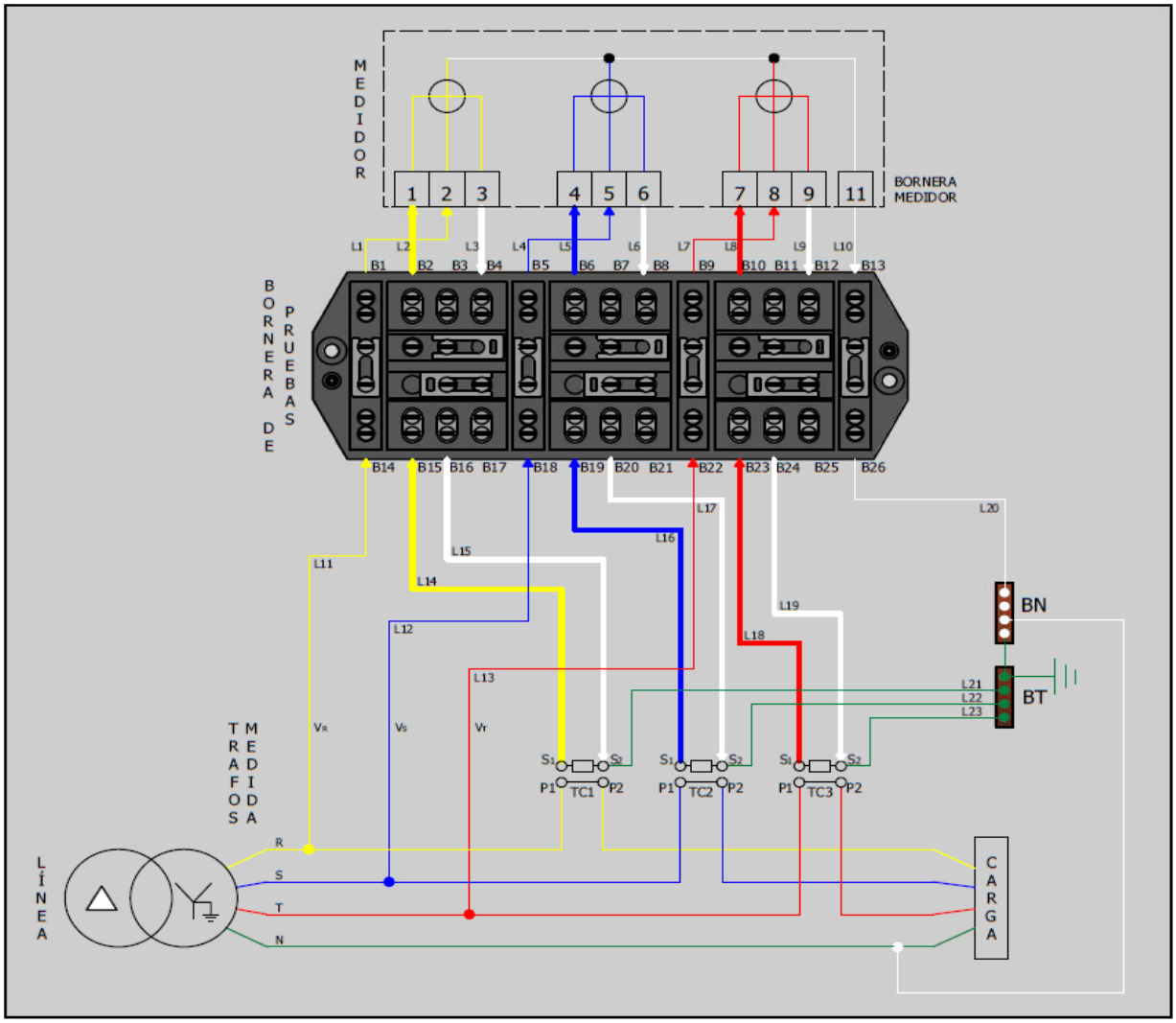
Figura 6. Medida Semi-directa**.** Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión simétrica, programado para 3F – 4H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L2	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L3	AZUL	De B6 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	De B5 a Borne 4 Medidor
L5	ROJO	De B10 a Borne 5 Medidor
L6	ROJO	De B9 a Borne 6 Medidor
L7	BLANCO	De Borne 8 Medidor a B12
L8	BLANCO	De Borne 9 Medidor a B8
L9	BLANCO	De Borne 10 Medidor a B4
L10	BLANCO	De Borne 7 Medidor a B13
L11	AMARILLO	De Barraje principal Fase R a B14
L12	AZUL	De Barraje principal Fase S a B18
L13	ROJO	De Barraje principal Fase T a B22

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L14	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L15	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L16	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B19
L17	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B20
L18	ROJO	De Borne S1 de TC3 a B23
L19	BLANCO	De Borne S2 de TC3 a B24
L20	BLANCO	De B26 a BN
L21	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L22	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L23	VERDE	De Borne S2 de TC3 a BT

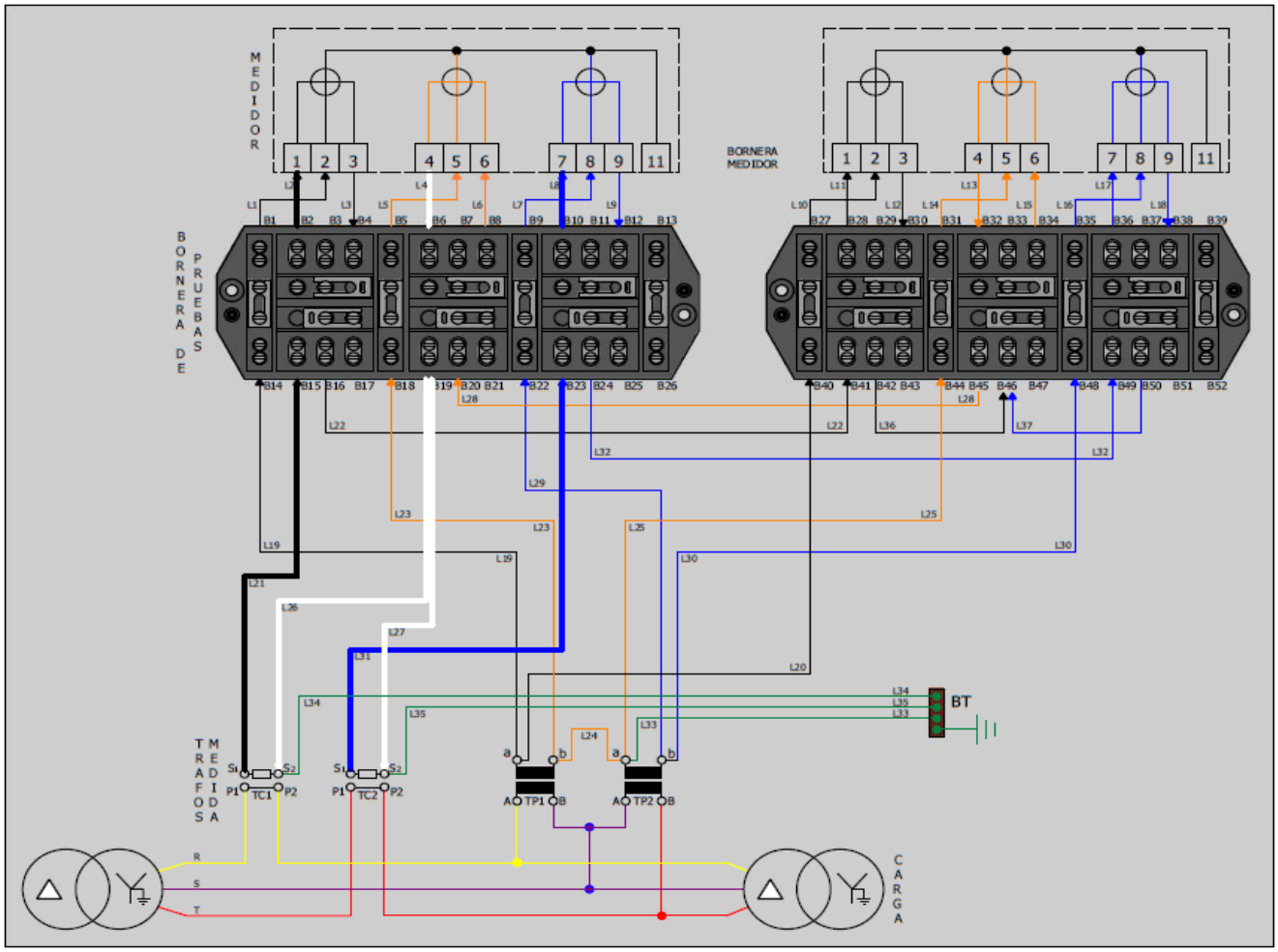
Figura 7. Medida Semi-directa**.** Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	De Barraje principal Fase R a B14
L12	AZUL	De Barraje principal Fase S a B18
L13	ROJO	De Barraje principal Fase T a B22

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L14	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L15	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L16	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B19
L17	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B20
L18	ROJO	De Borne S1 de TC3 a B23
L19	BLANCO	De Borne S2 de TC3 a B24
L20	BLANCO	De B26 a BN
L21	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L22	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L23	VERDE	De Borne S2 de TC3 a BT

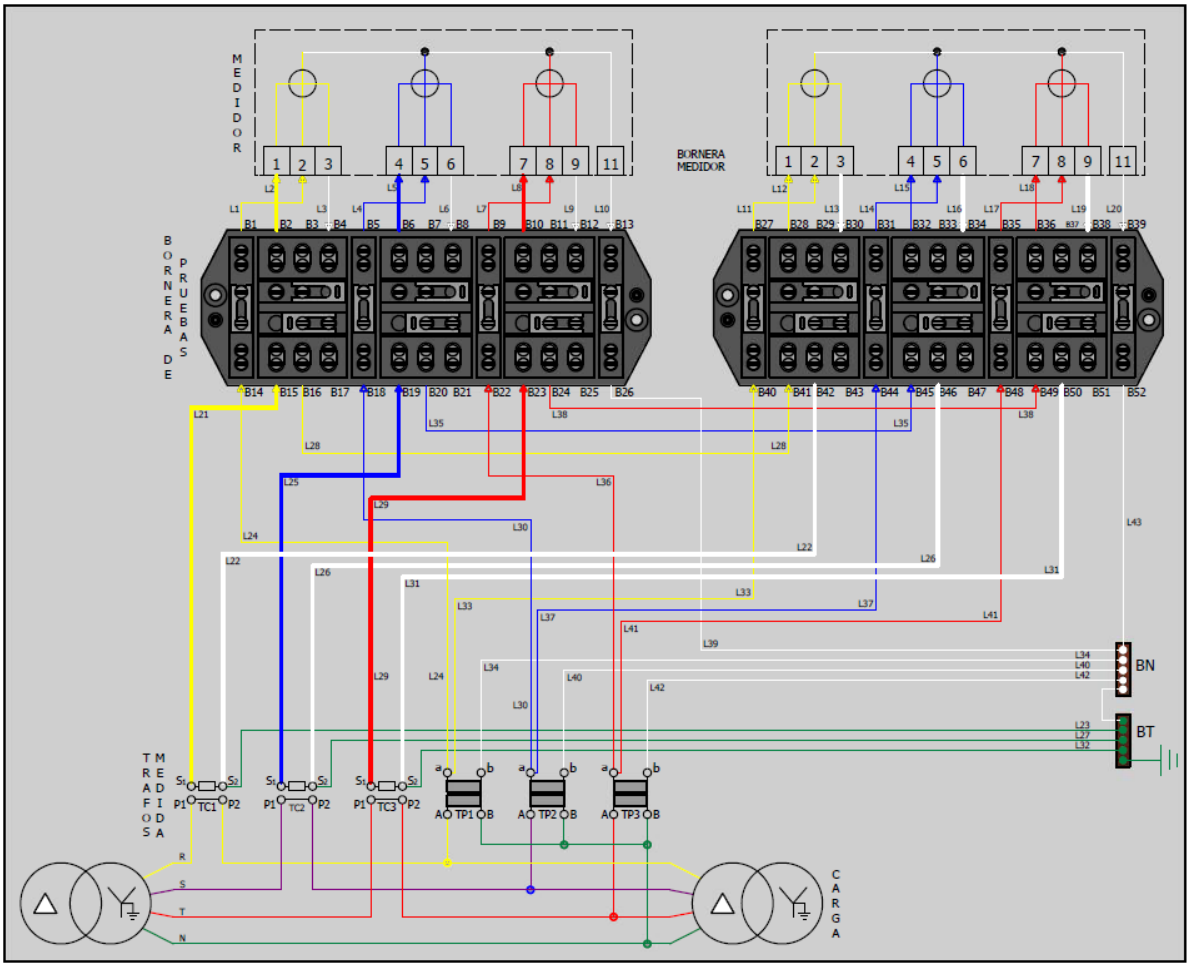
Figura 8. Medición indirecta. Medidor con respaldo. Diagrama de conexión de equipos de medida 2 TCs y 2 TTs, suma inversa - Aron. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	NEGRO	De B1 a Borne 2 Medidor Principal
L2	NEGRO	De B2 a Borne 1 Medidor Principal
L3	NEGRO	De Borne 3 Medidor Principal a B4
L4	BLANCO	De Borne 4 Medidor Principal a B6
L5	NARANJA	De B5 a Borne 5 Medidor Principal
L6	NARANJA	De B8 a Borne 6 Medidor Principal
L7	AZUL	De B9 a Borne 8 Medidor Principal
L8	AZUL	De B10 a Borne 7 Medidor Principal
L9	AZUL	De Borne 9 Medidor Principal a B12
L10	NEGRO	De B27 a Borne 2 Medidor Respaldo
L11	NEGRO	De B28 a Borne 1 Medidor Respaldo
L12	NEGRO	De Borne 3 Medidor Respaldo a B30
L13	NARANJA	De Borne 4 Medidor Respaldo a B32
L14	NARANJA	De B31 a Borne 5 Medidor Respaldo
L15	NARANJA	De B34 a Borne 6 Medidor Respaldo
L16	AZUL	De B35 a Borne 8 Medidor Respaldo
L17	AZUL	De B36 a Borne 7 Medidor Respaldo
L18	AZUL	De Borne 9 Medidor Respaldo a B38
L19	NEGRO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L20	NEGRO	De Borne secundario (a) de TP1 a B40
L21	NEGRO	De Borne S1 de TC1 a B15
L22	NEGRO	De B16 a B41
L23	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a B18
L24	NARANJA	De Borne secundario (b) de TP1 a Borne secundario (a) de TP2
L25	NARANJA	De Borne secundario (a) de TP2 a B44
L26	BLANCO	De B19 a Borne S2 de TC1
L27	BLANCO	De B19 a Borne S2 de TC2
L28	NARANJA	De B45 a B20
L29	AZUL	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L30	AZUL	De Borne secundario (b) de TP2 a B48
L31	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B23
L32	AZUL	De B24 a B49
L33	VERDE	De Borne secundario (a) de TP2 a BT
L34	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L35	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L36	NEGRO	De B42 a B46
L37	AZUL	De B50 a B46

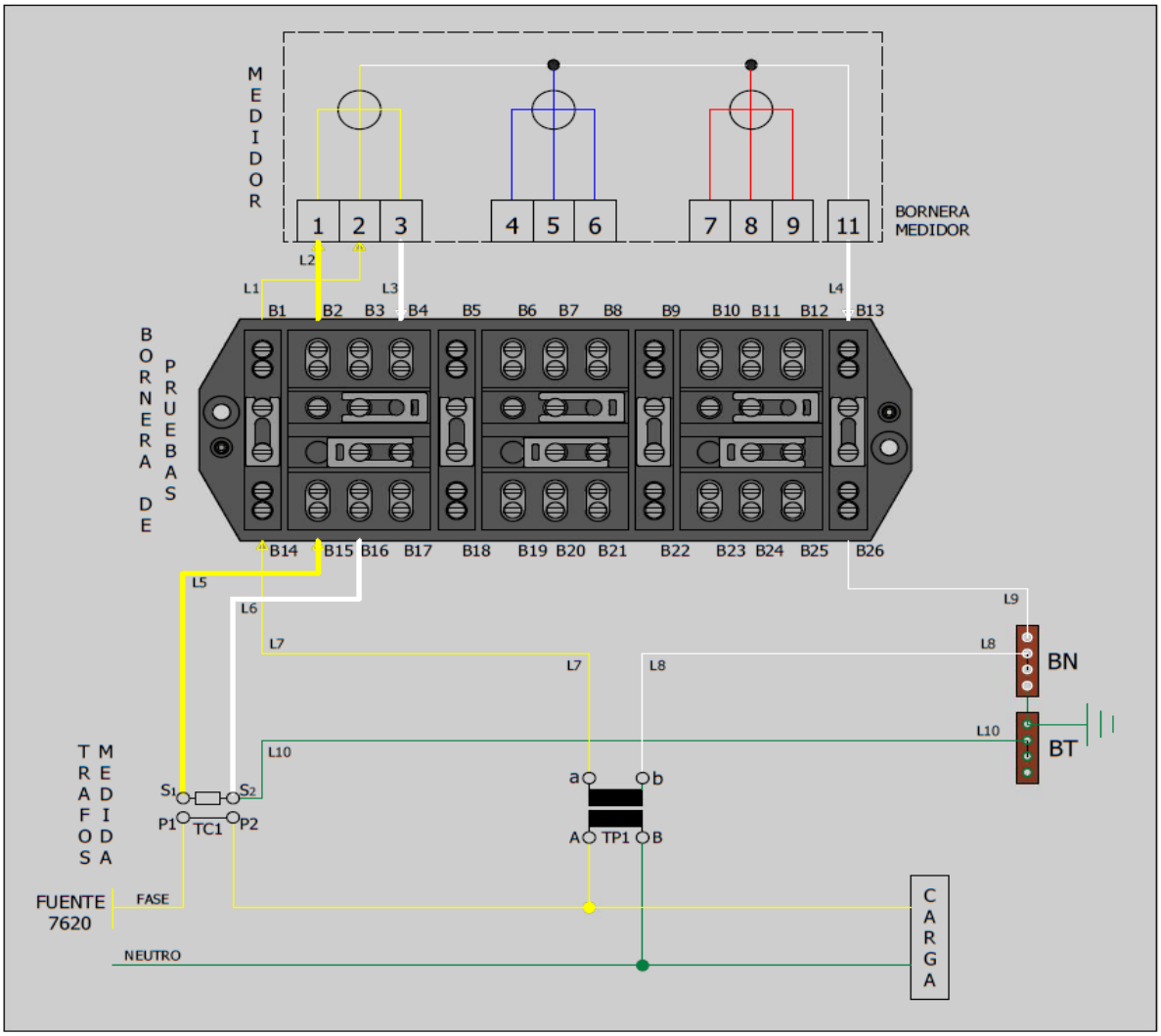
Figura 9. Medida Indirecta. Medidor con respaldo Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs y 3 TTs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H. Aplica para instalaciones nuevas.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor Principal
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor Principal
L3	BLANCO	De Borne 3 Medidor Principal a B4
L4	AZUL	De B5 a Borne 5 Medidor Principal
L5	AZUL	De B5 a Borne 4 Medidor Principal
L6	BLANCO	De Borne 6 Medidor Principal a B8
L7	ROJO	De B9 a Borne 8 Medidor Principal
L8	ROJO	De B10 a Borne 7 Medidor Principal
L9	BLANCO	De Borne 9 Medidor Principal a B12
L10	BLANCO	De Borne 11 Medidor Principal a B13
L11	AMARILLO	De B27 a Borne 2 Medidor Respaldo
L12	AMARILLO	De B28 a Borne 1 Medidor Respaldo
L13	BLANCO	De Borne 3 Medidor de Respaldo a B30
L14	AZUL	De B32 a Borne 4 Medidor Respaldo
L15	AZUL	De B31 a Borne 5 Medidor Respaldo
L16	BLANCO	De Borne 6 Medidor de Respaldo a B34
L17	ROJO	De B36 a Borne 7 Medidor Respaldo
L18	ROJO	De B35 a Borne 8 Medidor Respaldo
L19	BLANCO	De Borne 9 Medidor de Respaldo a B38
L20	BLANCO	De Borne 11 Medidor de Respaldo a B39
L21	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 A B15
L22	BLANCO	De Borne S2 de TC1 A B42

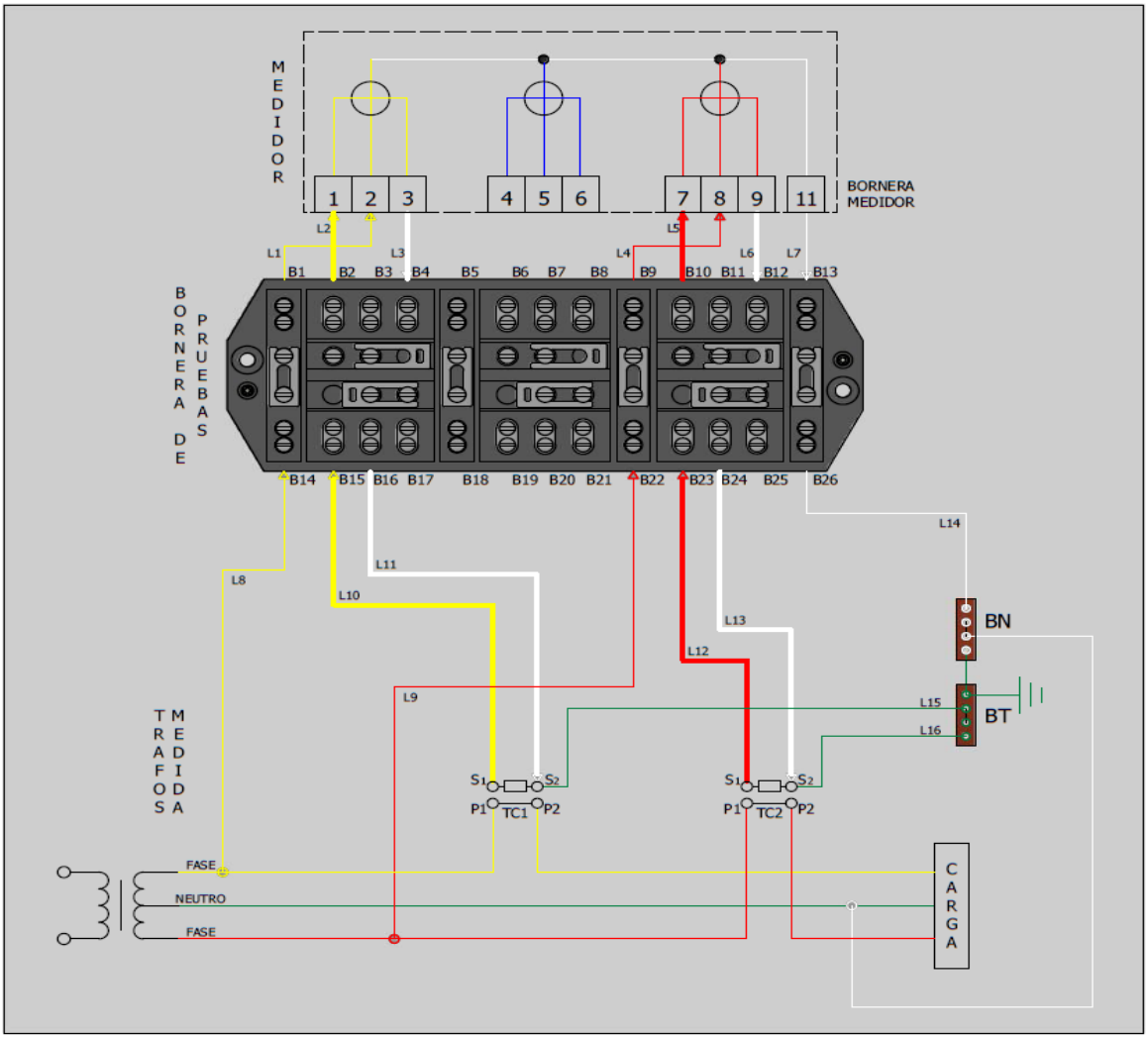
CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L23	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L24	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L25	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B19
L26	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B46
L27	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L28	AMARILLO	De B16 a B41
L29	ROJO	De Borne S1 de TC3 a B23
L30	AZUL	De Borne secundario (a) de TP2 a B18
L31	BLANCO	De Borne S2 de TC3 a B50
L32	VERDE	De Borne S2 de TC3 a BT
L33	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B40
L34	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP1 a BT
L35	AZUL	De B20 a B45
L36	ROJO	De Borne secundario (a) de TP3 a B22
L37	AZUL	De Borne secundario (a) de TP2 a B44
L38	ROJO	De B24 a B49
L39	BLANCO	De B26 a BN
L40	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP2 a BN
L41	ROJO	De Borne secundario (a) de TP3 a B48
L42	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP3 a BN
L43	BLANCO	De B52 a BN

Figura 10. Medida Indirecta monofásica. Diagrama de conexión de equipos de medida con 1 TCs y 1 TPs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H. Aplica para instalaciones nuevas.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	BLANCO	De B13 a Borne 11 Medidor
L5	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L6	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L7	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L8	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP1 a BN
L9	BLANCO	De B26 a BN
L10	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT

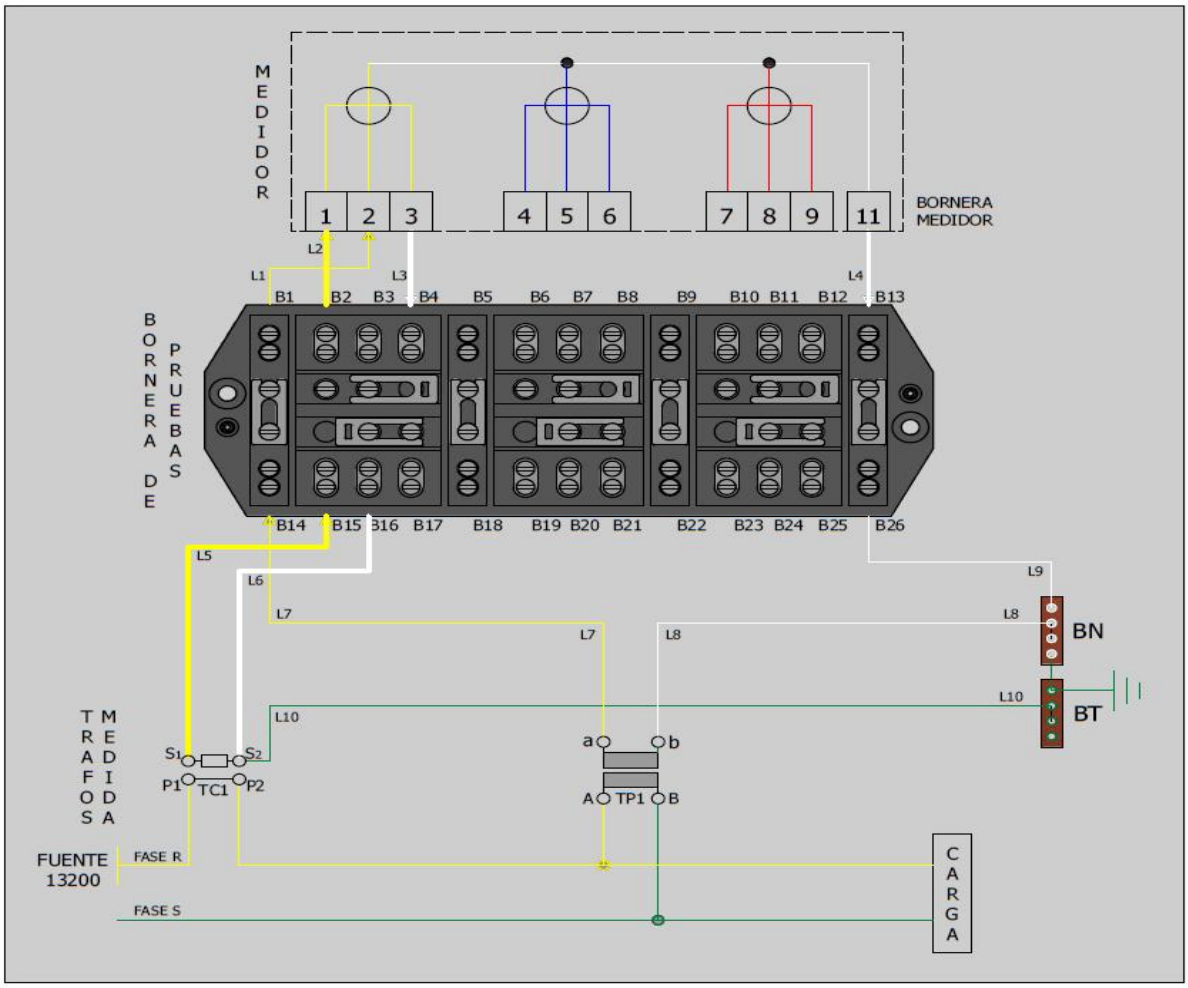
Figura 11. Medida Semi-directa monofásica trifilar. Diagrama de conexión de equipos de medida con 2 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F - 4H



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	ROJO	De B9 a Borne 8 Medidor
L5	ROJO	De B10 a Borne 7 Medidor
L6	BLANCO	De B12 a Borne 9 Medidor
L7	BLANCO	De B13 a Borne 11 Medidor
L8	AMARILLO	De Barraje principal Fase 1 a B14
L9	ROJO	De Barraje principal Fase 1 a B22
L10	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15

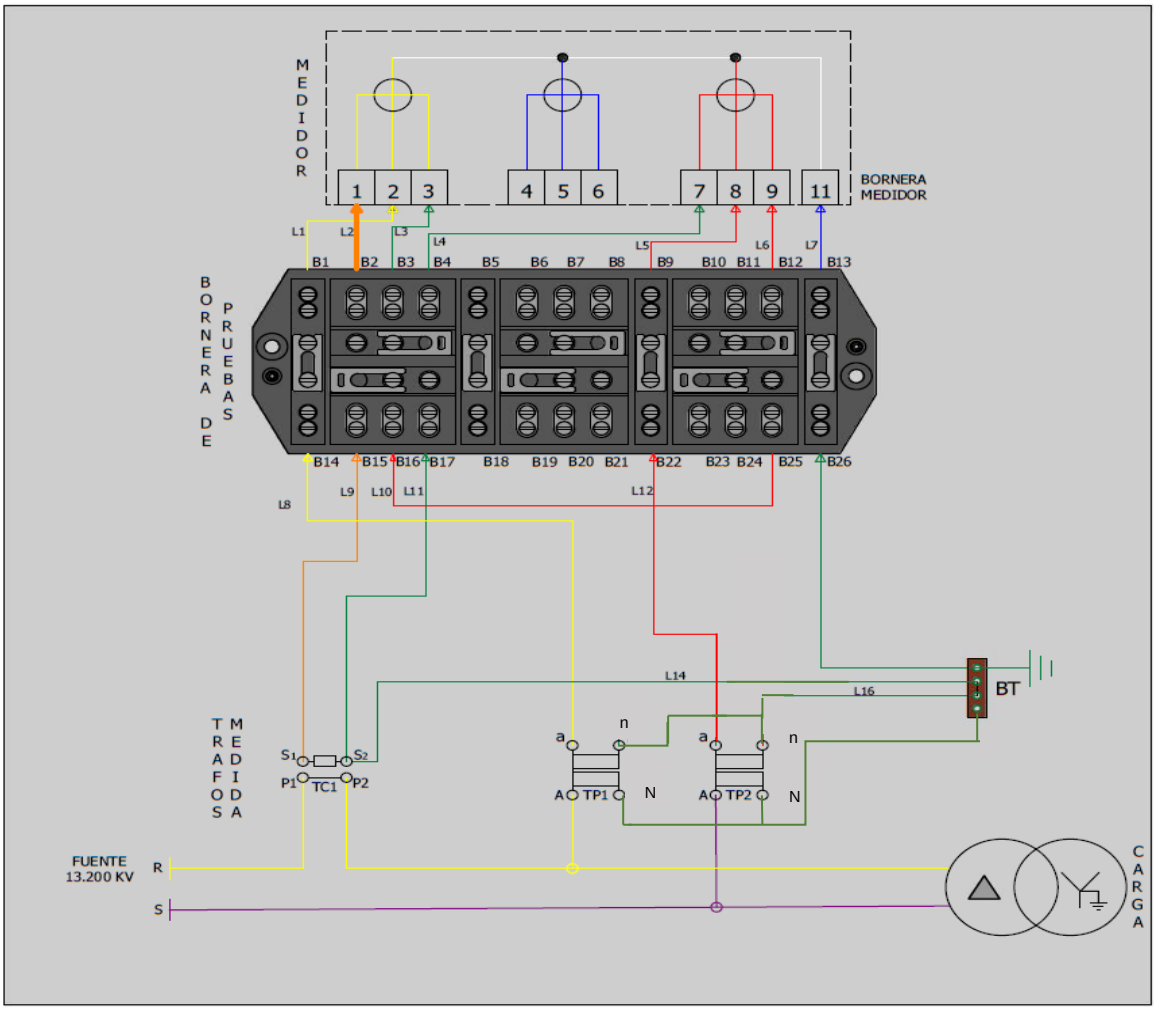
CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L11	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L12	ROJO	De Borne S1 de TC2 a B23
L13	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B24
L14	BLANCO	De B26 a BN
L15	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L16	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT

Figura 12. Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 1 TP para línea.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	BLANCO	De B13 a Borne 11 Medidor
L5	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L6	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L7	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L8	BLANCO	De Borne secundario (b) de TP1 a BN
L9	BLANCO	De B26 a BN
L10	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT

Figura 13. Red bifásica 13.200V. Medida indirecta: usando 1 TC para fase y 2 TP fase - tierra.



CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCÍON
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	NARANJA	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	VERDE	De B3 a Borne 3 Medidor
L4	VERDE	De B4 a Borne 7 Medidor
L5	ROJO	De B9 a Borne 8 Medidor
L6	ROJO	De B12 a Borne 9 Medidor
L7	AZUL	De B13 a Borne 11 Medidor
L8	AMARILLO	De Borne secundario (a) de TP1 a B14
L9	NARANJA	De Borne S1 de TC1 a B15
L10	ROJO	De B16 a B25

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L11	VERDE	De Borne S2 de TC1 a B17
L12	ROJO	De Borne secundario (b) de TP2 a B22
L13	VERDE	De BT a B26
L14	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L15	VERDE	De Borne secundario (b) de TP1 a De Borne secundario (a) de TP2
L16	VERDE	De Borne secundario (a) de TP2 a BT

11.2 ANEXO II. Metodología y ejemplo ilustrativo de aplicación para el cálculo y selección de la capacidad de potencia nominal o burden para los transformadores de medida

11.2.1 Generalidades

La capacidad de potencia nominal o Burden del transformador de medida (VA TOTAL), corresponde a la suma de los siguientes valores:

$$VA_{TOTAL} = VA_{MEDIDOR} + VA_{CONDUCTOR} + VA_{DEVANADO}$$

En donde:

$VA_{MEDIDOR}$: Es el consumo máximo de potencia del dispositivo de medida.
$VA_{CONDUCTOR}$: Es el consumo de potencia debido a la impedancia de los conductores del circuito secundario.
$VA_{DEVANADO}$: Es el consumo de potencia debido a la impedancia de los devanados internos del transformador de corriente. Este valor es tan pequeño que por lo general puede ser despreciado.

Para el desarrollo de la metodología de cálculo se tiene las siguientes consideraciones:

a. El consumo de potencia o la carga nominal del medidor es un valor que debe extraerse de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto. Se debe tener en cuenta que cuando la información técnica del fabricante del medidor sea ambigua, por ejemplo: <5VA, y no se tenga información exacta, en la etapa de diseño se podrá utilizar la información técnica reportada por el fabricante indicando en el proyecto el compromiso de realizar la medición de burden de la instalación eléctrica que permita validar el cumplimiento de cargabilidad y punto de operación requerido para los transformadores de medida, de esta opción se pueden derivar acciones de adecuación del sistema cuando a través de la medición se defina que no cumple con lo requerido. Otra opción, es realizar la medición en un laboratorio del burden exacto del equipo de medida que se proyecta instalar en el proyecto, con este dato se deben realizar los cálculos asociado a potencia nominal de los transformadores de medida.

b. Para el cálculo de la potencia nominal o Burden del transformador de corriente, se toma el valor de corriente de 5 A, por ser el valor de corriente normalizado para el circuito secundario del transformador de corriente. Este valor debe ajustarse de acuerdo con las condiciones particulares de cada proyecto.

c. Para el cálculo de la potencia nominal o Burden del transformador de tensión, se toma como referencia el valor de tensión de 120 V, por ser uno de los valores normalizados para el circuito secundario del transformador de tensión, este valor debe ajustarse de acuerdo con las condiciones particulares de cada proyecto.

d. La potencia consumida por el conductor, la cual es calculada a partir de la resistencia AC (a 75 ° C) del conductor y con referencia al valor normalizado de tensión o corriente del circuito secundario, de acuerdo con el tipo de transformador (tensión o corriente) para el

cual se realice el cálculo.

e. Cuando se requiera la instalación de medidor de respaldo, se debe considerar que el Burden necesario para el trasformador de corriente o tensión, debe calcularse teniendo en cuenta la carga de dos medidores de energía (medidor principal + medidor de respaldo)

11.2.2 Calculo y selección de la capacidad de potencia nominal (Burden) para el Transformador de corriente

Todos los valores obtenidos para la selección de la capacidad de potencia nominal (Burden), son de referencia y se presentan con el objeto de explicar la metodología de cálculo e interpretación de esta. Por lo tanto, cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la capacidad nominal de potencia (burden) de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

- El Burden total del transformador de corriente es:

$$VA_{TCorriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

$$VA_{conductor} = I^2(l \, x \, R_{ac})$$

$$l: Longitud\ total\ del\ conductor\ (alimentador + retorno)\ [m]$$

$$R_{ac}: Resistencia\ AC\ del\ conductor\ a\ 75\ °C\ [\Omega/m]$$

$$I: Corriente\ nominal\ secundaria\ del\ TC$$

- **Ejemplo:**

  Dimensionamiento de la capacidad de potencia (burden) de un transformador de corriente:

  Datos:
  - Distancia entre el transformador de corriente y el medidor es 12 metros.
  - Medidor seleccionado para la instalación es ELSTER AS 1440:

  La capacidad nominal de potencia (burden) del transformador de corriente esta dado por la siguiente expresión:

$$VA_{TCorriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

  Por lo tanto, se requiere determinar los VA asociados al conductor y los VA asociados al Medidor. VA asociados al conductor se determinan con la siguiente expresión:

$$VA_{conductor} = I^2(l \, x \, R_{ac})$$

$$l: Longitud\ total\ del\ conductor\ (alimentador + retorno)\ [m]$$

$$R_{ac}: Resistencia\ AC\ del\ conductor\ a\ 75\ °C\ [\Omega/m]$$

$$I: Corriente\ nominal\ secundaria\ del\ TC$$

Se debe tener en cuenta que la longitud total del conductor incluye la longitud del alimentador y su retorno.

Longitud del conductor:

$$l = 24\ m$$

El conductor para utilizar en la instalación es alambre de cobre calibre 12 AWG, la resistencia AC a 75°C es:

$$R_{ac} = 0.00625\ \Omega/m$$

La corriente nominal secundaria del TC es:

$$I = 5\ A$$

Los VA asociados al conductor son:

$$VA_{Conductor} = 3.75\ VA$$

Los VA asociados al medidor se extraen de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto, en este ejemplo se está trabajando con el medidor ELSTER AS 1440, por lo tanto, su consumo de potencia es 0.35 VA.

Finalmente, la capacidad de potencia nominal (burden) requerido para transformador de corriente del ejemplo es:

$$VA_{TCorriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

$$VA_{TCorriente} = 3.75\ VA + 0.35\ VA$$

$$VA_{TCorriente} = 4.1\ VA$$

Dado que el rango de valores de potencia nominal (burden) normalizados para los transformadores de corriente es: 2.5 – 5 – 10 – 15 – 30 VA

Se selecciona una capacidad de potencia nominal (burden) para el transformador de corriente del ejemplo de 5 VA, así su punto de operación de diseño es 82%, el cual se encuentra en el rango definido por la norma técnica aplicable, es decir, entre el 25% y 100% de la capacidad nominal.

11.2.3 Cálculo y selección del Burden para el transformador de tensión

Todos los valores obtenidos para la selección de la capacidad de potencia nominal (Burden), son de referencia y se presentan con el objeto de explicar la metodología de cálculo e interpretación de la misma. Por lo tanto, cada diseño o proyecto debe evaluar y calcular la capacidad nominal de potencia (burden) de acuerdo con las condiciones particulares de la instalación y el sistema de medida a conectar.

- El Burden total del transformador de tensión es:

$$\boldsymbol{VA_{TTensión} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}}$$

$$VA_{conductor} = I^2(l\ x\ R_{ac})$$

$$VA_{conductor} = \left[\frac{V}{(R_{ac}\ x\ l) + (\frac{V^2}{VA_{medidor}})}\right]^2 x\ (R_{ac}\ x\ l)$$

$$l: Longitud\ del\ conductor\ [m]$$

$$R_{ac}: Resistencia\ AC\ del\ conductor\ a\ 75\ °C\ [\Omega/m]$$

$$I: Corriente\ secundaria\ del\ circuito\ conectado\ al\ transformador\ de\ tensión$$

$$V: Tensión\ nominal\ secundaria\ del\ TT$$

- Ejemplo:

  Dimensionamiento de la capacidad de potencia (burden) de un transformador de tensión:

  Datos:
  - Distancia entre el transformador de tensión y el medidor es 12 metros.
  - Medidor seleccionado para la instalación es ELSTER AS 1440:

  La capacidad nominal de potencia (burden) del transformador de tensión esta dado por la siguiente expresión:

$$VA_{TTensión} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

  Por lo tanto, se requiere determinar los VA asociados al conductor y los VA asociados al Medidor. VA asociados al conductor se determinan con la siguiente expresión:

$$VA_{conductor} = I^2(l\ x\ R_{ac})$$

$$VA_{conductor} = \left[\frac{V}{(R_{ac}\ x\ l) + (\frac{V^2}{VA_{medidor}})}\right]^2 x\ (R_{ac}\ x\ l)$$

$$l: Longitud\ del\ conductor\ [m]$$

$$R_{ac}: Resistencia\ AC\ del\ conductor\ a\ 75\ °C\ [\Omega/m]$$

$$I: Corriente\ secundaria\ del\ circuito\ conectado\ al\ transformador\ de\ tensión$$

$$V: Tensión\ nominal\ secundaria\ del\ TT$$

Se debe tener en cuenta que la longitud total del conductor incluye la longitud del alimentador y su retorno.

Longitud del conductor:

$$l = 24\ m$$

El conductor para utilizar en la instalación es alambre de cobre calibre 12 AWG, la resistencia AC a 75°C es:

$$R_{ac} = 0.00625\ \Omega/m$$

La tensión nominal secundaria del TT es:

$$V = 120\ V$$

Los VA asociados al conductor son:

$$VA_{Conductor} = 1.28\ x\ 10^{-6}\ VA$$

Los VA asociados al medidor se extraen de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto, en este ejemplo se está trabajando con el medidor ELSTER AS 1440, por lo tanto, su consumo de potencia es 0.35 VA.

Finalmente, la capacidad de potencia nominal (burden) requerido para transformador de corriente del ejemplo es:

$$VA_{TTensión} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

$$VA_{TTensión} = 1.28\ x\ 10^{-6}\ VA + 0.35\ VA$$

$$VA_{TTensión} = 0.35\ VA$$

Se selecciona una capacidad de potencia nominal (burden) para el transformador de tensión del ejemplo de 2.5 VA, (potencia nominal normalizada) y se especifica este transformador con Potencia nominal de rango de carga I. El cual, para garantizar su clase de exactitud debe cumplir con lo indicado en el numeral 8.2.2.1 de esta norma.

De lo anterior, el punto de operación de diseño del transformador seleccionado en este ejemplo es 14% de su potencia nominal, el cual se encuentra en el rango definido por la norma técnica aplicable (NTC2207), es decir, entre el 0 VA y 100% de la capacidad nominal con factor de potencia de 1.

11.2.4 Resistencia AC del conductor

La resistencia en Ω/km para los conductores que se obtiene de las normas técnicas, en este caso de la NTC 2050 tabla 8, es el valor de resistencia en corriente continua a 75°C, para conductor recubierto. La resistencia de un conductor a la corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. La diferencia entre estos valores de resistencia es ocasionada por el efecto piel (o efecto skin) y por el efecto de proximidad.

Sobre el valor de resistencia a la corriente continua se aplica un factor de corrección para obtener el valor de resistencia a la corriente alterna, tal como se describe a continuación:

La resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con:

$$Rca = Rcd(1 + Ys + Yp)\ \Omega/\ km$$

Dónde:

Y_s es un factor debido al efecto piel.

Y_p es un factor debido al efecto de proximidad.

El factor Y_s del efecto piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8X_s^4}$$

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} * 10^{-4} K_s$$

Donde:

- f Frecuencia del sistema en Hz
- R' Es la resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en Ω/km. Ver Tabla 14
- K_s 1.0. Para conductores redondos y conductores redondos compactos
- K_s 0.435. Para conductor compacto segmental.

Para cálculos prácticos es usada con mucha frecuencia la siguiente expresión:

$$Ys = 7.5f^{2}d^{4} * 10^{-7}$$

Donde d es el diámetro del conductor en cm, lo que permite concluir que la diferencia entre Rcd y Rca se acentúa a medida que aumenta el calibre de los conductores y aumenta la frecuencia f en ciclos.

Para conductores de pequeño calibre (menores a 1/0 AWG) ambas resistencias son prácticamente iguales. Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y aumento aparente de la resistencia efectiva, lo cual se calcula afectando la resistencia original por un factor Yp.

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Yp

$$Y_P = \frac{X_P^4}{192 + 0{,}8X_P^4}\left(\frac{d_c}{s}\right)^2\left[0{,}312\left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1{,}18}{\frac{X_P^4}{192 + 0{,}8X_P^4} + 0{,}27}\right]$$

Con:

$$X_P^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} K_P$$

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Yp obtenido se deberá multiplicar por 2/3 para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original dc=dx que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área de un conductor sectorial.

$$s = dx + t$$

Donde:

- t: es el espesor del aislamiento

En la Tabla 16 se muestra la razón Rca /Rcd para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60Hz para conductores cableados concéntricos normales de cobre y aluminio.

Tabla 16. Razón R_{ca}/R_{cd} para conductores de cobre y aluminio a 60Hz

Calibres AWG o MCM	Para cables con cubiertas no metálicas 1		Para cables con cubiertas no metálicas 2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menos	1,000	1,000	1,000	1,000
2	1,000	1,000	1,01	1,000
1	1,000	1,000	1,01	1,00
1/0	1,001	1,000	1,02	1,00
2/0	1,001	1,001	1,03	1,00
3/0	1,002	1,001	1,04	1,01
4/0	1,004	1,001	1,05	1,01
250	1,005	1,002	1,06	1,02
300	1,006	1,003	1,07	1,02
350	1,009	1,004	1,08	1,03
400	1,011	1,005	1,10	1,04

Tabla 17. Factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencia

Temperatura del conductor °C	$(\text{Factor de corrección})^{-1}$	
	Cobre	Aluminio
0	1,085	1,088
5	1,062	1,064
10	1,040	1,042
15	1,020	1,020
20	1,000	1,000
25	0,980	0,980
30	0,962	0,961
35	0,944	0,943
40	0,927	0,925
45	0,910	0,908
50	0,894	0,892
55	0,879	0,876
60	0,869	0,866
65	0,850	0,846
70	0,836	0,832
75	0,822	0,818
80	0,809	0,805
85	0,796	0,792
90	0,784	0,780

11.2.5 Anexo III. Evaluación del error porcentual total máximo (en modulo y fase).

La resolución CREG 038-2014, en el artículo 9 *"Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición",* Indica lo siguiente:

"El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a un factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables y demás accesorios ubicados entre los circuitos secundarios de los transformadores de tensión y el equipo de medida no debe superar el 0,1%. El cálculo de este error deberá estar documentado en cada sistema de medición, reposar en la hoja de vida de que trata el artículo 30 y estar disponible para las verificaciones de que trata el artículo 39 de la presente resolución".

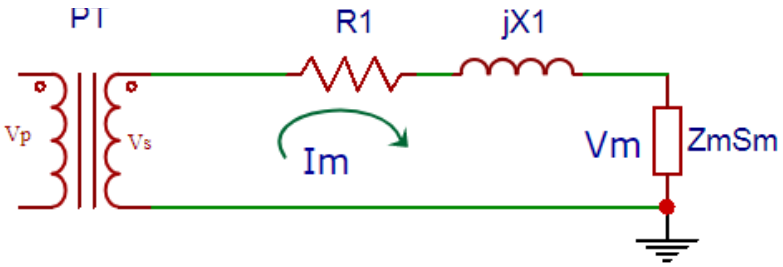
La deducción matemática se realiza de la siguiente forma:

Para el núcleo de medida del transformador de tensión se calcula el error porcentual (en módulo y fase) introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios.

Para dicho cálculo, se resuelve el sistema de ecuaciones obtenido del circuito del transformador de tensión, donde se conoce:

- La tensión nominal del secundario del transformador Vs [V].
- El cable utilizado en los circuitos secundarios; calibre, resistencia y reactancia, y longitud del cable.
- El consumo de potencia de la carga (medidor) en VA
- Factor de potencia 0,9.

Figura 14. Circuito del Transformador de Tensión



Donde:

V_S: Tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.

R_1: Resistencia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

X_1: Reactancia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

I_m: Corriente que circula por el circuito

V_m: Tensión en bornes del medidor

La solución del circuito de la Figura 14 queda así:

$$V_S = V_{cable} + V_m$$

$$V_S = (R_1 + jX_1) * I_m + V_m$$

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{S_m{}^*}{V_m{}^*}$$

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{(P + jQ)^*}{V_m{}^*}$$

Aplicando propiedades del conjugado de un número complejo:

$$V_S = V_m + (R_1 + jX_1) * \frac{(P - jQ)}{V_m{}^*}$$

Factorizando la ecuación

$$0 = \frac{1}{V_m{}^*}[V_m V_m{}^* + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m{}^*]$$

$$V_m V_m{}^* + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m{}^* = 0$$

Aplicando propiedades del conjugado de un número complejo:

$$(V_{mR}{}^2 + V_{mI}{}^2) + (R_1 + jX_1) * (P - jQ) - V_S V_m{}^* = 0$$

Descomponiendo el $V_m{}^*$ tanto en su parte real como imaginaria y resolviendo términos dentro de paréntesis, queda

$$V_{mR}{}^2 + V_{mI}{}^2 + R_1 P + X_1 Q - V_S V_{mR} - jR_1 Q + jX_1 P + jV_S V_{mI} = 0$$

Se separa la parte real y la parte imaginaria de la ecuación anterior y se obtienen siguientes dos ecuaciones:

$$V_{mR}{}^2 + V_{mI}{}^2 + R_1 P + X_1 Q - V_S V_{mR} = 0 \quad (1)$$

$$V_S V_{mI} + X_1 P - R_1 Q = 0 \quad (2)$$

Donde

V_S: es la tensión secundaria en bornes del transformador de tensión.

V_{mI}: Componente imaginaria de la tensión de los medidores principal y respaldo.

V_{mR}: Componente real de la tensión de los medidores principal y respaldo.

R_1: Resistencia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

X_1: Reactancia del conductor de señal de tensión desde el PT hasta los medidores.

P: Potencia Activa que consumen los medidores

Q: Potencia Reactiva que consumen los medidores

De la ecuación (2)

$$V_{mI} = \frac{R_1 Q - X_1 P}{V_S}$$

Al organizar la ecuación 1 se obtiene una de forma similar a la de la ecuación cuadrática, cuya solución es de la forma:

$$V_{mR} = \frac{V_S \pm \sqrt{{V_s}^2 - 4({V_{mI}}^2 + R_1 P + X_1 Q)}}{2}$$

Una vez halladas las componentes V_{mI} y V_{mR} respectivamente, se calcula la magnitud de

$$|V_m| = \sqrt{{V_{mR}}^2 + {V_{mI}}^2}$$

Finalmente, el error en magnitud se calcula:

$$\%\, Error = \frac{V_S - |V_m|}{V_S} * 100 \qquad (3)$$

Ahora bien, para el cálculo del error en fase, se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- La tensión nominal secundaria del transformador se asume con ángulo de 0 grados (0°).
- Se adicionan 360° a la fase inicial, esto debido a que no es posible evaluar un error respecto a 0 y además al ser un ciclo completo no afecta el cálculo.

$$\%\, Error\ en\ fase = \frac{360° - (\theta_m + 360°)}{360°} * 100 \qquad (4)$$

A continuación, se describe a modo de ejemplo, y con el objetivo de ilustrar el proceso de evaluación del error porcentual total máximo permitido en un sistema de medida, exigido por la resolución CREG 038-2014 para cada sistema de medida.

a. Consideraciones generales

- La tensión nominal secundaria del transformador de tensión se asume con ángulo de 0 grados (0°).
- La impedancia del conductor es la única impedancia tomada en cuenta en este ejemplo (por simplicidad), dado que, de los elementos ubicados entre el circuito secundario del transformador de tensión y el equipo de medida, los accesorios como borneras de conexión son considerados de impedancia despreciable. Sin embargo, dado el caso se pueden considerar otras impedancias en serie con el cable o en paralelo con el equipo de medida, cuando sea requerido.

Tabla 18. Información de entrada para el cálculo del %error.

Datos generales	
Factor de potencia - FP	0,9
θ [grados]	25.84193276
Calibre del conductor de cobre [AWG]	12
Longitud del conductor [Km]	0,012
Tensión nominal secundaria TT [V]	120
Datos del Conductor	
Impedancia del conductor [ohm/Km]	
|Zc|	6
|R1|	5.400
|X1|	2.61534
Datos del Medidor	
Consumo de Potencia nominal [VA] (circuito de tensión) (|S|)	0.35
Componente activa |P|=|S|*cosθ [W]	0.315
Componente reactiva |Q|=|S|*senθ [Var]	0.1525615

La información presentada en la Tabla 18, recopila los datos de entrada necesarios para el cálculo del % error, todos estos datos, a excepción del factor de potencia pueden variar de acuerdo con cada caso de estudio. Es importante resaltar que el factor de potencia es el valor indicado en la resolución CREG 038-2014 para la evaluación del error porcentual total máximo.

- El valor de impedancia del cable es tomado del catálogo del fabricante VIAKON

- Los VA asociados al medidor se extraen de la hoja técnica (datasheet), catalogo o certificado de pruebas del fabricante del medidor, para la marca y referencia que se pretende instalar en el proyecto, en este ejemplo se está trabajando con el medidor ELSTER AS 1440, por lo tanto, su consumo de potencia es 0.35 VA.

b. Se requiere determinar el valor de las siguientes variables de forma previa a la determinación del error,

- V_{mI}: Componente imaginaria de la tensión de los medidores principal y respaldo.
- V_{mR}: Componente real de la tensión de los medidores principal y respaldo.
- V_m: Tensión en bornes del medidor

Usando las ecuaciones:

$$V_{mI} = \frac{R_1 Q - X_1 P}{V_S}$$

$$V_{mR} = \frac{V_S \pm \sqrt{{V_s}^2 - 4({V_{mI}}^2 + R_1 P + X_1 Q)}}{2}$$

$$|V_m| = \sqrt{{V_{mR}}^2 + {V_{mI}}^2}$$

Se obtiene que:

- $V_{mI} = 0$
- $V_{mR} = 119.964995\ [V]$
- $|V_m| = 119.964995\ [V]$
- $\theta_{Vm} = 0\ [°]$
- $V_m = 119.964995 + 0i\ [V]$

Por lo tanto, el error porcentual en magnitud es:

- $\%\ Error = \frac{V_S - |V_m|}{V_S} * 100$
- $\%\ Error = 0.014585\%$

El error porcentual en fase es:

- $\%\ Error\ en\ fase = \frac{360° - (\theta_m + 360°)}{360°} * 100$
- $\%\ Error\ en\ fase = 0.000000\%$

11.2.6 Anexo IV: Ejemplos de variables asociadas a programación de los medidores multifuncionales.

De acuerdo con tipo de tarifa: para una tarifa plana.

Tabla 19. Ejemplo variables asociadas a la programación medidores tarifa plana

Etiqueta o Variable	Display Normal	Display Alterno
Fecha	X	X
Hora	X	X
Energía activa importada acumulada	X	
Energía reactiva importada acumulada	X	
Energía activa exportada acumulad.	X	
Energía reactiva exportada acumulada.	X	
Tensión instantánea fase 1		X
Tensión instantánea fase 2		X
Tensión instantánea fase 3		X
Corriente instantánea fase 1		X
Corriente instantánea fase 2		X
Corriente instantánea fase 3		X
Factor de potencia instantáneo acumulado		X
Energía activa importada acumulada		X
Energía reactiva importada acumulada		X
Energía activa exportada acumulad.		X
Energía reactiva exportada acumulada.		X

De acuerdo con tipo de tarifa: para doble tarifa:

Tabla 20. Ejemplo de variables asociadas a la programación medidores doble tarifa

Etiqueta o Variable	Display Normal	Display Alterno
Fecha	X	
Hora	X	
Registro de tarifa de energía 1	X	
Registro de tarifa de energía 2	X	
Registro de tarifa de energía 3	X	
Registro de tarifa de energía 4	X	
Energía activa importada acumulada		X
Energía reactiva importada acumulada		X
Energía activa exportada acumulad.		X
Energía reactiva exportada acumulada.		X
Registro de tarifa de energía 1		X
Registro de tarifa de energía 2		X
Registro de tarifa de energía 3		X
Registro de tarifa de energía 4		X
Tensión instantánea fase 1		X
Tensión instantánea fase 2		X
Tensión instantánea fase 3		X
Corriente instantánea fase 1		X
Corriente instantánea fase 2		X
Corriente instantánea fase 3		X
Factor de potencia instantáneo acumulado		X
Energía activa importada acumulada		X
Energía reactiva importada acumulada		X
Energía activa exportada acumulada.		X
Energía reactiva exportada acumulada.		X

Anexo V: Requisitos técnicos para las cargas de compensación

La conexión de cargas de compensación se permite como último recurso para lograr el punto de operación requerido en los transformadores de corriente, es decir, cuando luego de considerar y validar el burden más pequeño para el transformador de corriente, el calibre, material y recorrido de los conductores, ubicación del medidor, entre otras opciones. Todas estas consideraciones se deben presentar en un informe técnico anexo al proyecto de redes al operador de red, comercializador o interesado. Siempre que en una frontera comercial se conecten cargas de compensación se debe demostrar que el punto de operación final por medio de una prueba o medición de burden.

Las cargas de compensación que se conecten a los sistemas de medición deben garantizar el correcto desempeño en el tiempo, por lo cual, deben cumplir con los requisitos técnicos descritos a continuación:

Características generales

a. Resistencia nominal y precisión: la carga de compensación debe tener una resistencia nominal precisa y conocida. Con el fin de garantizar la caída de tensión requerida para la medición precisa de corriente. Es esencial que la resistencia se mantenga estable y dentro de los límites garantizados por el fabricante a lo largo del tiempo.

b. Estabilidad térmica: el valor de la resistencia nominal de la carga de compensación debe mantenerse a diferentes temperaturas de funcionamiento, por lo tanto, tiene una baja sensibilidad a los cambios de temperatura de modo que, garantice mediciones consistentes y precisas.

c. Potencia nominal: la carga debe tener una capacidad de potencia nominal adecuada para manejar la corriente nominal sin sobrecalentamiento, garantizando una operación continua, segura y confiable.

d. Tolerancia: la carga debe cumplir con una tolerancia específica que indique el rango permitido de desviación de su valor nominal. Esta tolerancia asegura que las mediciones sean precisas dentro de límites aceptables.

e. Resistencia a factores ambientales: la carga de compensación debe ser resistente a los factores ambientales, como la humedad, la corrosión y la contaminación. Debe estar diseñada y fabricada con materiales y recubrimientos adecuados para garantizar una vida útil prolongada en diversas condiciones ambientales, esto debe ser verificado y definido con base en lo que demanda el entorno en el que será instalada.

Características técnicas particulares:

a. El dimensionamiento de las cargas de compensación se debe realizar por medio de mediciones de burden o cálculos. En todo caso se debe garantizar que el nuevo punto de operación del transformador de corriente esté entre 60% y 80% de su capacidad de potencia nominal, condición que se debe demostrar por medio de una medición o prueba de burden. La prueba o medición de burden debe realizarse con un procedimiento definido a partir de un referente normativo y con un equipo que cuente con trazabilidad para sus mediciones.

b. Las cargas de compensación deben seleccionarse de acuerdo con el sistema en el que se conectan, es decir, trifásicas para los sistemas trifásicos, bifásicas para los sistemas bifásicos y monofásicas para los sistemas monofásicos.

c. Las cargas de compensación se deben seleccionar para la corriente nominal secundaria del transformador de corriente (1 A o 5 A).

d. Las cargas de compensación deben ser 100% resistivas y garantizar un factor de potencia de 1.

e. Las cargas deben contar con protección de circuito abierto y cortocircuito, que permita el aislamiento o la salida de la carga de compensación en caso de una falla interna, sin generar interrupción en el registro de la energía eléctrica.

f. Las cargas de compensación se deben dimensionar en términos de potencia [VA].

g. Las cargas de compensación se deben dimensionar en valores enteros, por ejemplo:1 VA, 3 VA, 5 VA, entre otros. Se debe evitar los valores intermedios o con decimales, por ejemplo: 1.5 VA, 3.5 VA, entre otros.

h. Las cargas de compensación se deben conectar a los bornes secundarios del transformador de corriente o en el bloque de conexión del medidor, es decir, al inicio o al final del recorrido de los conductores que conectan el secundario del transformador de corriente y el medidor. Nunca la conexión de las cargas de compensación se puede interrumpir el recorrido de los conductores entre el transformador de corriente y el medidor.

i. Las cargas de compensación se deben conectar en serie, nunca en paralelo con el medidor de energía.

j. Luego de la conexión de las cargas de compensación se debe medir la caída de tensión y recalcular el error debido a los conductores, de acuerdo con lo indicado el numeral 3.4. literal a y el anexo III de este documento.

k. Se debe indicar la exactitud garantizada y soportar por medio del reporte de pruebas.

l. Las borneras de los terminales de las cargas son de tipo atornillable y permiten la

conexión directa de conductores de aluminio o cobre.

m. Temperatura máxima de operación de las cargas debe ser 50 grados Celsius.

n. Las cargas deben estar alojadas en cajas o encerramiento eléctrico, metálicos o plásticos que garantice su uso de forma exterior, garantizando la hermeticidad con mínimo IP44, resistencia a los impactos con mínimo IK10 (20J) y resistencia a los efectos de la intemperie.

o. La caja que alojan las cargas de compensación debe permitir la instalación de sellos de seguridad tipo guaya.

p. La caja debe tener prensaestopas para la entrada y salida de los conductores.

q. La caja debe tener mecanismo para su fijación en el muro o adosado al gabinete del medidor.

r. El fabricante debe suministrar al interesado procedimiento de instalación y montaje, diagramas de conexión y recomendaciones de mantenimiento.

s. Todos los documentos de soporte, reporte de pruebas, fichas técnicas, procedimiento de medición, informes de trazabilidad, entre otros, indicados en este anexo, se deben adjuntar a las memorias de cálculo del sistema de medida y, entregar al operador de red adjunto al proyecto de redes, al comercializador o a quien esté interesado.