

## Submódulo 2.14

# Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento

<b>Requisitos</b>
-------------------

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da revisão</b>	<b>Data de aprovação</b>
<b>2020.12</b>	<b>Resolução Normativa nº 903/2020</b>	<b>08/12/2020</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## ÍNDICE

<b>1. OBJETIVO</b> .....	<b>3</b>
<b>2. SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO</b> .....	<b>3</b>
2.1. Requisitos gerais.....	3
2.2. Medidores .....	4
2.2.1. Características elétricas.....	4
2.2.2. Classe de exatidão .....	4
2.2.3. Certificado .....	4
2.2.4. Grandezas a medir.....	4
2.2.5. Memória de massa .....	4
2.2.6. Relógio/calendário interno.....	5
2.2.7. Preservação dos registros.....	5
2.2.8. Leitura dos registros .....	5
2.2.9. Autodiagnose.....	5
2.2.10. Código de identificação .....	5
2.2.11. Qualidade de energia elétrica .....	6
2.3. Transformadores para instrumentos .....	6
2.4. Cabeamento secundário .....	6
<b>3. COMUNICAÇÃO DE DADOS</b> .....	<b>6</b>
3.1. Aquisição de leituras .....	6
3.2. Protocolos de comunicação .....	7
3.3. Canal de comunicação.....	7
<b>4. RECURSOS DE PROGRAMAÇÃO</b> .....	<b>7</b>
<b>5. MEDIÇÃO DE RETAGUARDA</b> .....	<b>8</b>
<b>6. LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO</b> .....	<b>8</b>
<b>7. ARQUITETURA BÁSICA DO SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO</b> .....	<b>16</b>
<b>8. REFERÊNCIAS</b> .....	<b>16</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer os requisitos para o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), inclusive para a comunicação de dados, recursos de programação, medição de retaguarda, localização dos pontos de medição e arquitetura básica do SMF.

## 2. SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO

### 2.1. Requisitos gerais

2.1.1. A cada circuito definido como ponto de medição deve corresponder um SMF independente.

2.1.1.1. Entende-se como SMF o sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores para instrumentos (TI) – transformador de potencial (TP) e de corrente (TC) –, pelos canais de comunicação entre os agentes e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

2.1.2. O SMF deve ser projetado e executado atendendo às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e, nos casos omissos, às normas da *International Electrotechnical Commission* – IEC.

2.1.3. O SMF deve medir e registrar as energias, demandas, tensões, correntes e frequências presentes no ponto de conexão para os possíveis sentidos do fluxo de potência ativa e reativa.

2.1.4. O SMF deve ser instalado em painel ou cubículo exclusivo, localizado nas salas de comando das subestações, ou em abrigos apropriados próximos aos TI, nos quais devem ser instalados os medidores, inclusive o medidor de retaguarda.

2.1.5. O SMF deve ter os circuitos secundários de corrente e potencial aterrados em único ponto por circuito, cujos condutores de retorno devem ser independentes.

2.1.6. O painel ou cubículo destinado ao SMF deve ser aterrado diretamente na malha de terra da subestação.

2.1.7. Os TC e TP de uso exterior devem ter caixa de junção com dispositivo para lacrar os pontos de acesso aos circuitos da medição.

2.1.8. O SMF deve possuir dispositivos (chaves de aferição e blocos com terminais apropriados) que possibilitem curto-circuitar e aterrar os secundários dos TC, possibilitem conectar instrumentos para ensaios individuais por circuito e permitam manutenção, calibração dos medidores, fácil substituição dos medidores e ensaios no cabeamento interno dos painéis, sem necessidade de desligamento dos circuitos.

2.1.9. O SMF deve ter garantia de inviolabilidade, através da colocação de selos eletrônicos (senhas) e/ou mecânicos, pelas partes envolvidas.

2.1.10. O SMF deve ter facilidades de *software* e *hardware* que permitam operações de leitura, programação, armazenamento, carga e alterações de parâmetros, tanto na forma local quanto na forma remota.

2.1.11. Para subestação com arranjo de barramentos em anel ou disjuntor e meio, é permitida a totalização das energias através da junção de secundários dos TC, correspondendo a único ponto de medição.

2.1.12. Os medidores ou TI mencionados ao longo da presente especificação podem ser substituídos por conjuntos de medição, desde que as implicações técnicas sejam equivalentes e as diferenças de custos aceitas pelos agentes envolvidos.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 2.2. Medidores

### 2.2.1. Características elétricas

2.2.1.1. Os medidores devem ser polifásicos, atendendo às ligações a 3 (três) ou 4 (quatro) fios, conforme o sistema de potência trifásico considerado. As possíveis configurações são:

- (a) 2 (dois) elementos, 3 (três) fios; ou
- (b) 3 (três) elementos, 4 (quatro) fios.

2.2.1.2. Os medidores devem ser dimensionados considerando frequência nominal do sistema, corrente nominal de acordo com o secundário do TC e tensão nominal de acordo com o secundário do TP.

2.2.1.3. Os medidores devem possuir independência de elementos e de sequência de fases, de forma a garantir o mesmo desempenho em ensaio monofásico ou trifásico.

### 2.2.2. Classe de exatidão

2.2.2.1. Os medidores devem atender a todos os requisitos metrológicos pertinentes ao índice de classe D (0,2) prescritos em regulamento técnico específico [1], ou aquele que vier substituí-lo, para todos os sentidos de fluxo de potência ativa ou reativa.

2.2.2.2. Para os sistemas de medição de serviço auxiliar, nos pontos cuja potência não exceda 10 MW, podem ser aceitos medidores que atendam a todos os requisitos metrológicos pertinentes ao índice de classe C (0,5), desde que aceitos pela CCEE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

### 2.2.3. Certificado

2.2.3.1. Os medidores devem ter certificado de conformidade de modelo aprovado, emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO.

### 2.2.4. Grandezas a medir

2.2.4.1. Os medidores devem permitir a medição e o registro de pelo menos as seguintes grandezas elétricas:

- (a) energia ativa e energia reativa com resolução de 3 (três) casas decimais;
- (b) tensão e corrente RMS por fase com resolução de 2 (duas) casas decimais;
- (c) demanda ativa e demanda reativa, de forma bidirecional, com pelo menos 4 (quatro) registros independentes, 2 (dois) para cada sentido de fluxo (quatro quadrantes), com resolução de 3 (três) casas decimais; e
- (d) frequência com resolução de 2 (duas) casas decimais.

2.2.4.2. As unidades de medida devem ser programáveis (Wh, kWh, MWh, varh, kvarh, Mvarh, V, kV, A, kA etc.).

2.2.4.3. Os medidores podem possuir, adicionalmente, uma saída específica para as medições instantâneas (potências ativa e reativa, fator de potência, corrente, tensão, frequência etc.).

### 2.2.5. Memória de massa

2.2.5.1. Os medidores devem possuir memória de massa com capacidade de armazenar os dados de energia e demanda, ativa e reativa, de forma bidirecional, tensões e correntes RMS e frequência, em intervalos de

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

integração programáveis de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos durante o período mínimo de 32 (trinta e dois) dias.

### 2.2.6. Relógio/calendário interno

2.2.6.1. Os medidores devem possuir relógio/calendário interno com recurso de sincronismo externo ao *Greenwich Mean Time* (GMT) - 3 horas, independentemente do fuso horário de sua localização geográfica.

2.2.6.2. No caso de haver registro faltante, em duplicidade ou com defasagem de sincronismo, fora dos limites empregados pela CCEE, cada registro será tratado como dado faltante pela CCEE para fins de apuração da penalidade de medição do agente responsável pelo SMF, conforme os Procedimentos de Comercialização [2].

### 2.2.7. Preservação dos registros

2.2.7.1. Os medidores devem ser dotados de um sistema de preservação e salvamento dos registros durante as perdas de alimentação e armazenar os dados em memória não volátil por pelo menos 100 (cem) horas.

### 2.2.8. Leitura dos registros

2.2.8.1. Os medidores devem possuir mostrador digital para leitura local com pelo menos 6 (seis) dígitos e indicar de forma cíclica as grandezas programadas a serem medidas, associadas às suas respectivas unidades primárias, ou seja, levando em conta sua constante kh e as relações de transformação dos TI.

2.2.8.2. Os medidores devem permitir, através de interface de comunicação, a leitura dos valores medidos e da memória de massa.

2.2.8.3. Os medidores devem possuir no mínimo duas portas de comunicação independentes com acesso simultâneo ou que permitam a priorização de uma delas. Uma será de uso exclusivo da CCEE e a outra de acesso aos agentes envolvidos na medição do ponto.

2.2.8.3.1. A porta da CCEE deve ser acoplada a um canal de Internet estável e de bom desempenho, sob o qual será estabelecido um túnel VPN (*Virtual Private Network*) entre o medidor e a CCEE.

2.2.8.3.2. Os medidores devem ter capacidade de gerenciar o acesso simultâneo às suas portas de comunicação de forma que a porta de acesso disponibilizada à CCEE permita o acesso aos registros de memória de massa do medidor em tempo integral.

2.2.8.4. Os medidores devem fornecer um registro com data e hora das últimas 15 (quinze) ocorrências de falta de alimentação e 15 (quinze) ocorrências de alterações realizadas na programação do medidor.

2.2.8.5. No caso de consumidores livres ou especiais, os medidores podem possuir saída de pulsos adequada para controlador de demanda.

### 2.2.9. Autodiagnose

2.2.9.1. Os medidores devem ser providos de rotinas de autodiagnose com alcance a todos os seus módulos funcionais internos, com capacidade de localizar e registrar localmente (mostrador/alarme) e remotamente qualquer anormalidade funcional.

### 2.2.10. Código de identificação

2.2.10.1. Os medidores devem permitir a programação de um código de identificação alfanumérico com pelo menos 14 (catorze) dígitos que possa ser lido remotamente através do protocolo do medidor.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

### 2.2.11. Qualidade de energia elétrica

2.2.11.1. Os medidores devem atender aos requisitos para a medição de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e registrar as grandezas elétricas necessárias para o cálculo dos indicadores de QEE, no que concerne a tensão de atendimento em regime permanente e a Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD), conforme estabelecido nos Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica e Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica.

### 2.3. Transformadores para instrumentos

2.3.1. Não devem ser usados transformadores auxiliares nos secundários dos TI.

2.3.2. Os secundários exclusivos para medição de faturamento dos TI devem ter classe de exatidão 0,3 ou melhor para todas as cargas e todas as relações, consideradas as condições de projeto, e para a frequência nominal do sistema. Para medição de serviço auxiliar, aceita-se a classe de exatidão 0,6.

2.3.3. Os TC devem ser especificados para uma corrente secundária nominal em conformidade com a corrente nominal dos medidores. O fator térmico deve ser o previsto para requisito do sistema ou situação de contingência.

2.3.4. Ao especificar os TP, deve-se considerar que a carga secundária aplicada esteja em conformidade com a carga simultânea especificada pelo fabricante.

2.3.5. Os TI devem possuir enrolamentos secundários exclusivos para o SMF. As caixas de terminais devem ter dispositivos que permitam lacrar os pontos de acesso aos circuitos de medição.

2.3.6. Os TC devem ter a mudança de relação preferencialmente no primário. No caso de mudança de relação no secundário, o TC deve apresentar a mesma exatidão em todas as relações.

2.3.7. Não devem ser utilizados fusíveis nos secundários dos TP. Caso a proteção do secundário do TP seja considerada imprescindível pelo agente responsável pelo SMF ou pelo agente conectado, admite-se o uso de micro-disjuntores com supervisão de estado através de contato auxiliar.

### 2.4. Cabeamento secundário

2.4.1. Os condutores utilizados para interligação dos secundários dos TC aos elementos de corrente dos medidores devem ser especificados de modo que a carga total imposta não seja superior à carga padronizada dos TC.

2.4.2. Os condutores utilizados para interligação dos secundários dos TP indutivos e/ou capacitivos aos elementos de potencial dos medidores devem ser especificados de modo a não introduzir um erro na medição superior a 0,05% para fator de potência de 0,8.

2.4.3. O cabo utilizado deve ser multicondutor blindado.

2.4.4. A blindagem e os condutores não utilizados devem ser aterrados junto ao painel ou cubículo de medição.

## 3. COMUNICAÇÃO DE DADOS

### 3.1. Aquisição de leituras

3.1.1. O SMF deve possibilitar a comunicação remota direta com os medidores, com o objetivo de viabilizar os procedimentos de leitura.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

3.1.2. O SMF deve possibilitar a realização de verificações contínuas dos valores registrados e memória de massa, para informações estratégicas do mercado, através da aquisição de leituras em tempo integral.

3.1.3. A aquisição de leituras em tempo integral deve ser um processo que permita, por meio de um canal de comunicação, fazer leituras dos valores registrados e da memória de massa em intervalo de tempo programado.

3.1.4. O agente responsável pelo SMF pode utilizar uma central de aquisição própria. Nesse caso deve instalar o programa computacional específico da CCEE responsável pelo envio dos arquivos XML (*Extensible Markup Language*) da central de aquisição do agente para o sistema de coleta de dados de energia da CCEE, sendo o agente responsável pela geração dos arquivos XML requisitados nos intervalos de coleta definidos.

3.1.5. Quando o sistema de medição da CCEE acessar diretamente os medidores, a estrutura de comunicação/medidores deve permitir o acesso simultâneo da CCEE e dos agentes envolvidos, sem que um prejudique o acesso do outro.

3.1.5.1. A topologia de comunicação dos medidores assim como a capacidade do *link* deve ser implementada de modo a permitir o acesso simultâneo a todos os medidores da instalação. Não são aceitos medidores que não respeitem o requisito de acesso simultâneo nos termos supracitados ou estejam ligados em cascata, *splitters* ou configurações seriais que criem alguma situação onde a leitura dos demais medidores esteja sujeita à espera de liberação do canal de comunicação.

### 3.2. Protocolos de comunicação

3.2.1. Podem ser aceitos todos os protocolos de medidores, desde que seus fornecedores desenvolvam os protocolos nos padrões e para as aplicações definidas pela CCEE, e forneçam à CCEE toda a documentação detalhada do protocolo.

### 3.3. Canal de comunicação

3.3.1. Deve ser disponibilizado um canal de comunicação estável e de bom desempenho para permitir a aquisição de leituras a qualquer tempo, diretamente de cada ponto de medição, conforme disposto nos Procedimentos de Comercialização [2].

3.3.2. O canal de comunicação utilizado deve permitir a transferência dos dados numa taxa mínima compatível com a transmissão dos pacotes de dados de seu medidor, conforme detalhado nos Procedimentos de Comercialização [2].

## 4. RECURSOS DE PROGRAMAÇÃO

4.1. O SMF deve possuir *software* específico de programação, leitura, totalização dos dados e emissão de relatórios. Esse software deve possibilitar:

- (a) programação do horário de verão;
- (b) aquisição, de forma automática, dos valores registrados na memória de massa, em datas e horários pré-programados;
- (c) criação de arquivos de saída no formato ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*), de forma que os dados sejam facilmente processados por outro software disponível no mercado;
- (d) programação de grandezas elétricas em intervalos de integração de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos, em múltiplos de 5 (cinco) minutos, para armazenamento de dados na memória de massa;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento</b>	<b>2.14</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

- (e) programação dos multiplicadores das grandezas medidas;
- (f) programação da relação dos TI, a fim de que os valores medidos sejam referidos aos valores primários;
- (g) aquisição parcial dos valores registrados na memória de massa dos medidores, de forma que seja possível buscar apenas os dados referentes ao período requisitado; e
- (h) aquisição dos dados pela CCEE, diretamente dos medidores ou da central de aquisição do agente responsável pelo SMF.

## 5. MEDIÇÃO DE RETAGUARDA

5.1. A medição de retaguarda deve ser composta de um medidor igual ou equivalente ao medidor principal, instalado no mesmo painel, com as mesmas informações de corrente e tensão (mesmos enrolamentos secundários dos TI).

5.2. A medição de retaguarda deve atender aos requisitos especificados neste submódulo, inclusive aqueles relativos à comunicação.

5.3. A medição de retaguarda deve ser instalada e comissionada conforme os critérios que foram estabelecidos para a medição principal.

5.4. A medição de retaguarda não é permitida nos pontos destinados à medição da geração bruta de agente de geração.

## 6. LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO

6.1. Os SMF devem ser instalados nas conexões:

- (a) com a Rede Básica;
- (b) com as Demais Instalações de Transmissão (DIT);
- (c) com as Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG);
- (d) com as instalações de transmissão destinadas a interligação internacional conectadas à Rede Básica;
- (e) com as instalações sob responsabilidade de agente de distribuição;
- (f) com as instalações sob responsabilidade de agente de geração;
- (g) com as instalações sob responsabilidade de consumidor livre ou especial;
- (h) entre agentes que fazem parte da CCEE;
- (i) de agentes que não fazem parte da CCEE, no caso de impactar a contabilização da CCEE;
- (j) de interligação entre submercados;
- (k) de unidades geradoras ou grupos de unidades geradoras de usinas termelétricas ou hidrelétricas classificadas na modalidade de operação Tipo I ou Tipo II-A, para medição da geração bruta; e
- (l) de serviço auxiliar de subestação ou usina com instalações integrantes da Rede Básica, das instalações de transmissão destinadas a interligação internacional conectadas à Rede Básica, das ICG ou das DIT.



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

6.2. No acesso à Rede Básica compartilhado por mais de uma distribuidora, a medição deve ser no ponto de conexão com as DIT e nos pontos de conexão entre cada distribuidora, conforme ilustrado na Figura 1.

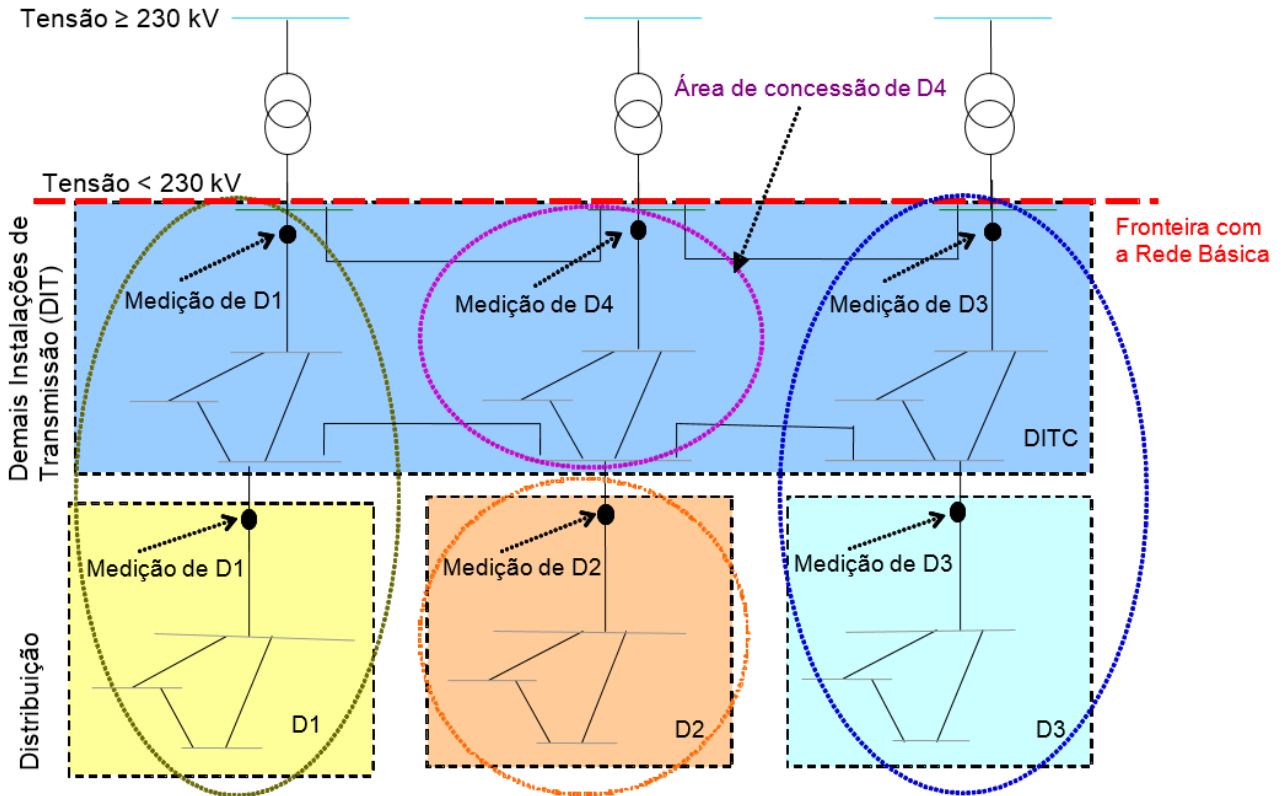


Figura 1 - Pontos de medição no acesso de DIT à Rede Básica e entre cada distribuidora

6.3. No acesso à Rede Básica de uma distribuidora, ainda que por meio de vários ramais, a medição pode ser global no lado de baixa tensão da transformação, conforme ilustrado na Figura 2, desde que não existam elementos de compensação de potência reativa ou serviços auxiliares ligados no barramento.

6.3.1. Para qualquer alteração futura dessa condição, a localização da medição deve ser refeita conforme o item 6.1. deste submódulo.

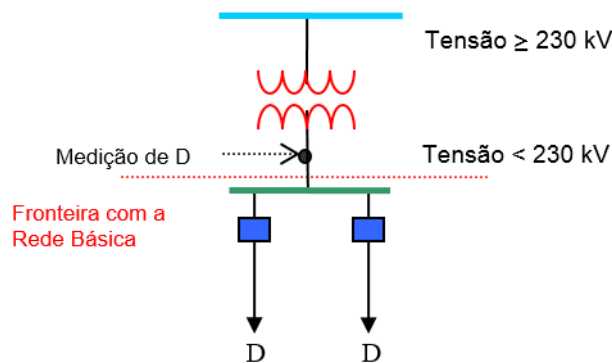


Figura 2 - Ponto de medição no acesso de uma distribuidora à Rede Básica

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

6.4. No acesso à Rede Básica compartilhado por mais de uma distribuidora, ou mais de um consumidor livre ou especial, na mesma entrada de linha, as medições devem ser no ponto de conexão com as DIT ou ICG e nos pontos de conexão entre cada distribuidora/consumidor, como ilustrado na Figura 3.

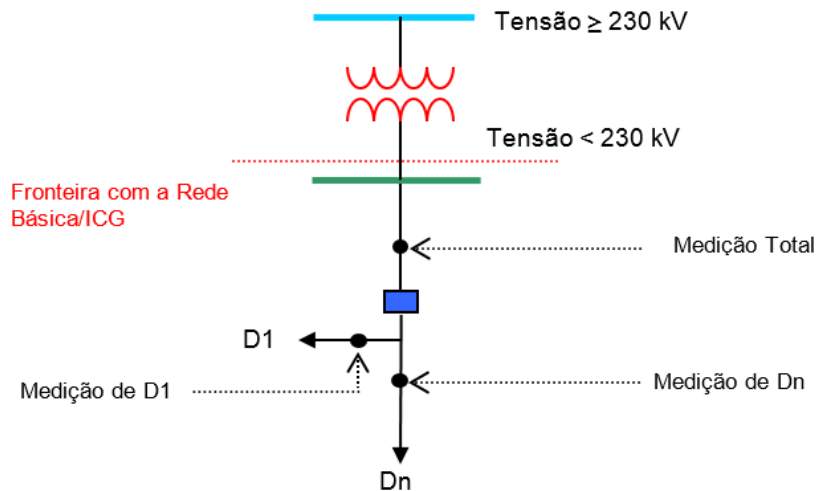


Figura 3 - Pontos de medição no acesso compartilhado de distribuidoras à Rede Básica

6.5. Para usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I ou Tipo II-A, conforme Submódulo 7.2 – Classificação da modalidade de operação de usinas, com conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, às DIT, às ICG ou às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição, a medição deve ser, como ilustrado na Figura 4:

- (a) para medição de geração líquida: nos pontos de conexão da usina; e
- (b) para medição da geração bruta: na saída de cada unidade geradora.

6.5.1. No caso de unidade geradora eólica ou fotovoltaica, a medição é apenas no ponto de conexão, uma vez que não há medição bruta.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

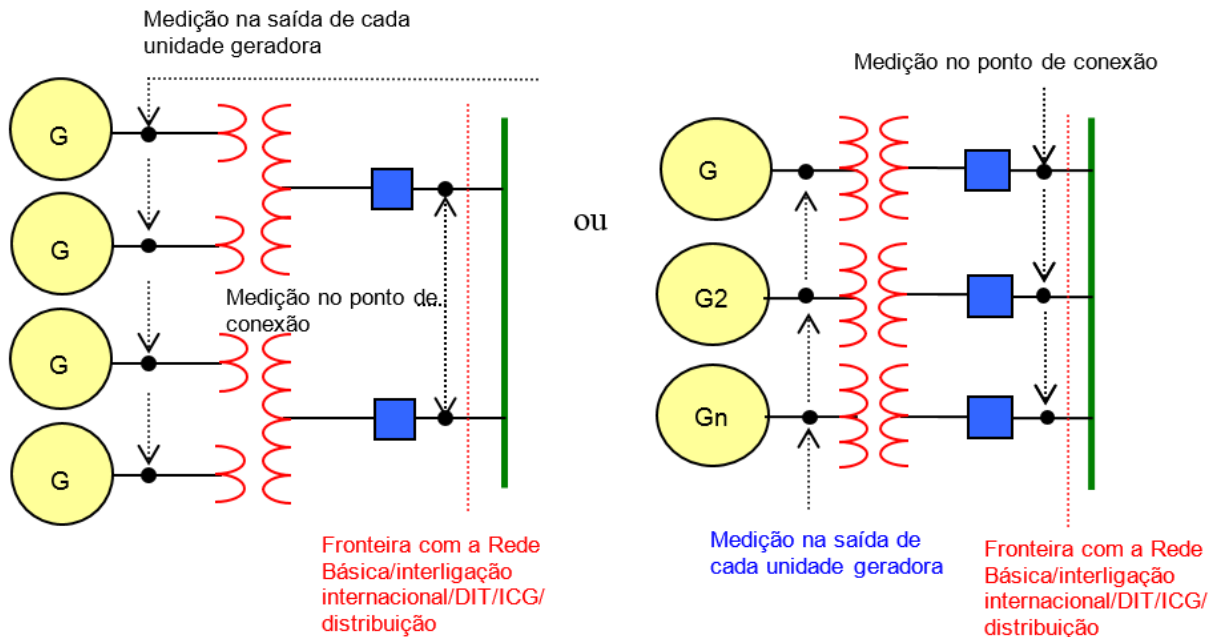


Figura 4 - Pontos de medição na conexão de usinas Tipo I ou Tipo II-A

6.6. Para usinas classificadas na modalidade de operação Tipo II-B ou Tipo II-C conectadas à Rede Básica, às instalações de distribuição, às DIT ou às ICG, a medição deve ser no ponto de conexão da usina para medição da geração líquida, como ilustrado na Figura 5.

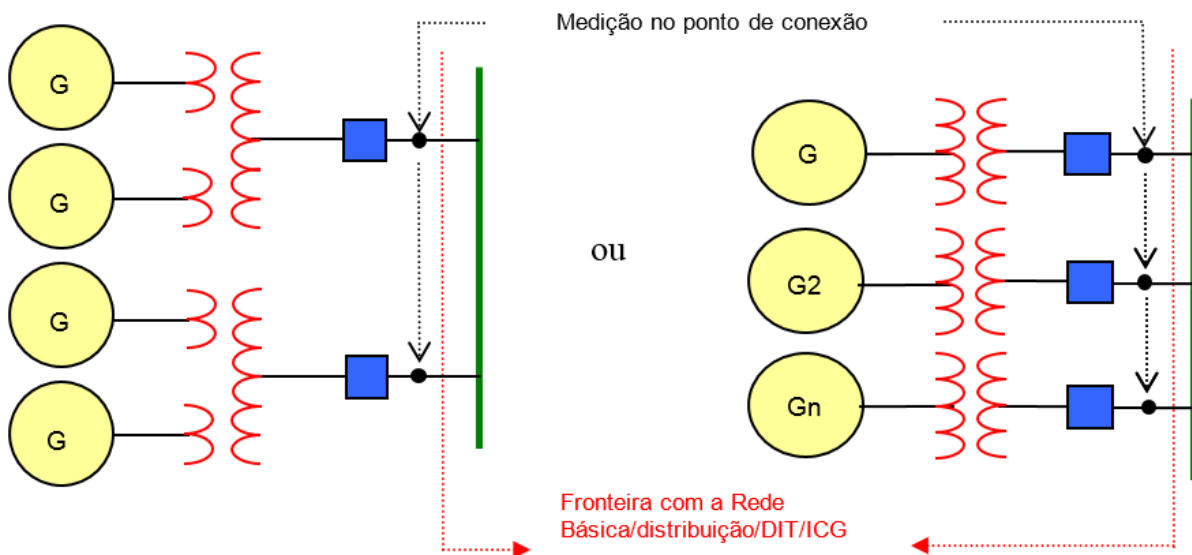


Figura 5 - Pontos de medição na conexão de usinas Tipo II-B ou Tipo II-C

6.7. Para usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I ou Tipo II-A com conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, às DIT, às ICG ou às instalações sob responsabilidade de agente de distribuição por meio de linha de transmissão de uso exclusivo, a medição deve ser, como ilustrado na Figura 6:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (a) para medição da geração líquida: nos pontos de conexão da usina; e
- (b) para medição da geração bruta: na saída de cada unidade geradora.

6.7.1. No caso de unidade geradora eólica ou fotovoltaica, a medição é apenas no ponto de conexão, uma vez que não há medição bruta.

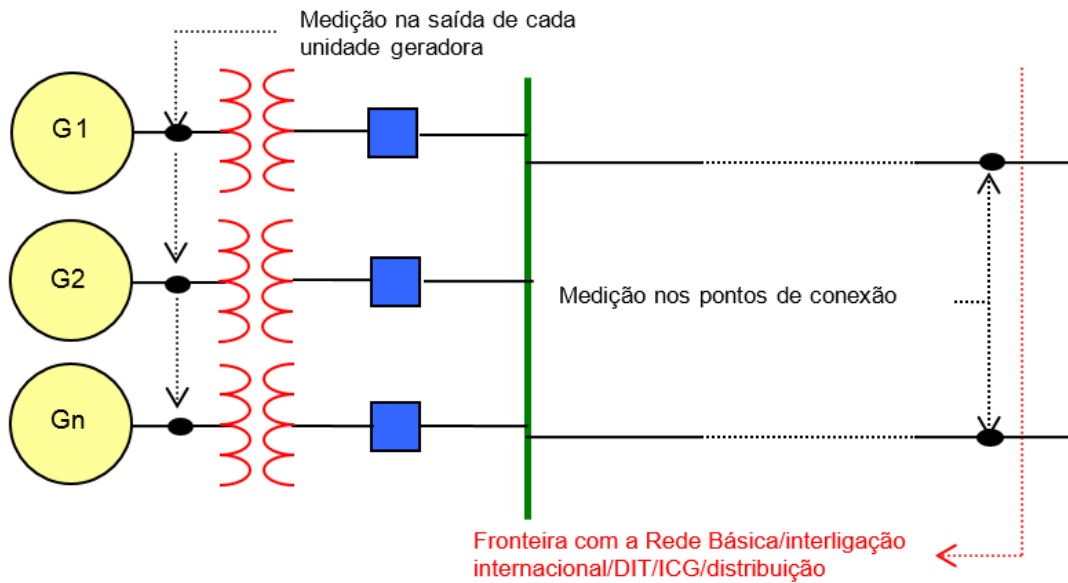


Figura 6 - Pontos de medição na conexão de usinas Tipo I ou Tipo II-A

6.8. Para usinas classificadas na modalidade de operação Tipo II-B ou Tipo II-C conectadas à Rede Básica, às instalações de distribuição, às DIT ou às ICG através de linhas de transmissão de uso exclusivo, a medição deve ser no ponto de conexão da usina, para medição da geração líquida, conforme ilustrado na Figura 7.

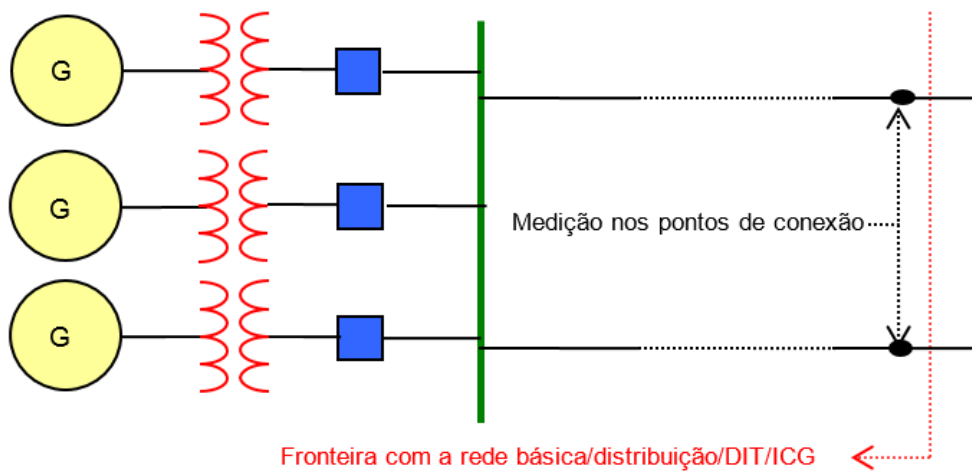


Figura 7 - Pontos de medição na conexão de usinas Tipo II-B ou Tipo II-C

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

6.9. Para consumidores livres ou especiais, a medição deve ser no ponto de conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, às ICG ou às DIT, conforme ilustrado na Figura 8.

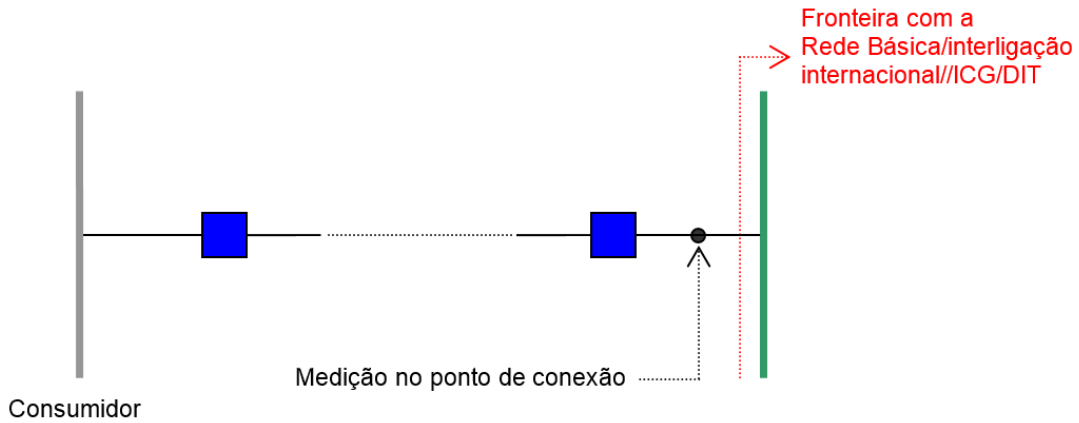


Figura 8 - Pontos de medição na conexão de consumidores livres ou especiais

6.10. Nos pontos de conexão entre agentes da CCEE, a medição deve ser instalada no lado do agente conectado, conforme ilustrado na Figura 9.

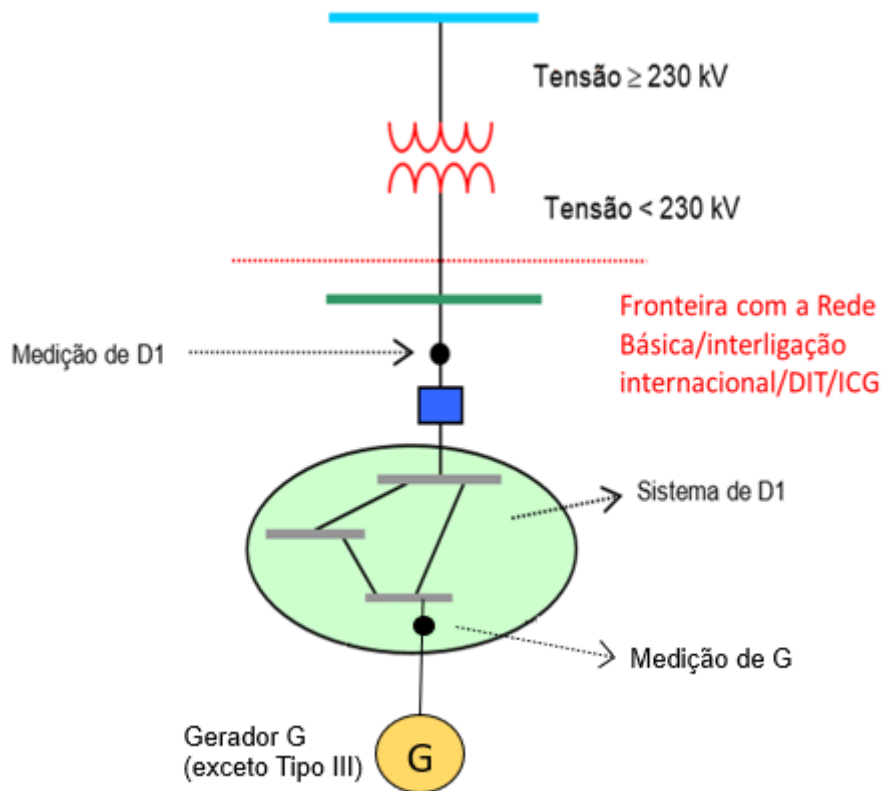


Figura 9 - Pontos de medição na conexão entre agentes que fazem parte da CCEE

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

6.11. Nos pontos de conexão de distribuidora ou geradora não agente da CCEE, a medição deve ser instalada no lado do agente conectado, conforme ilustrado na Figura 10.

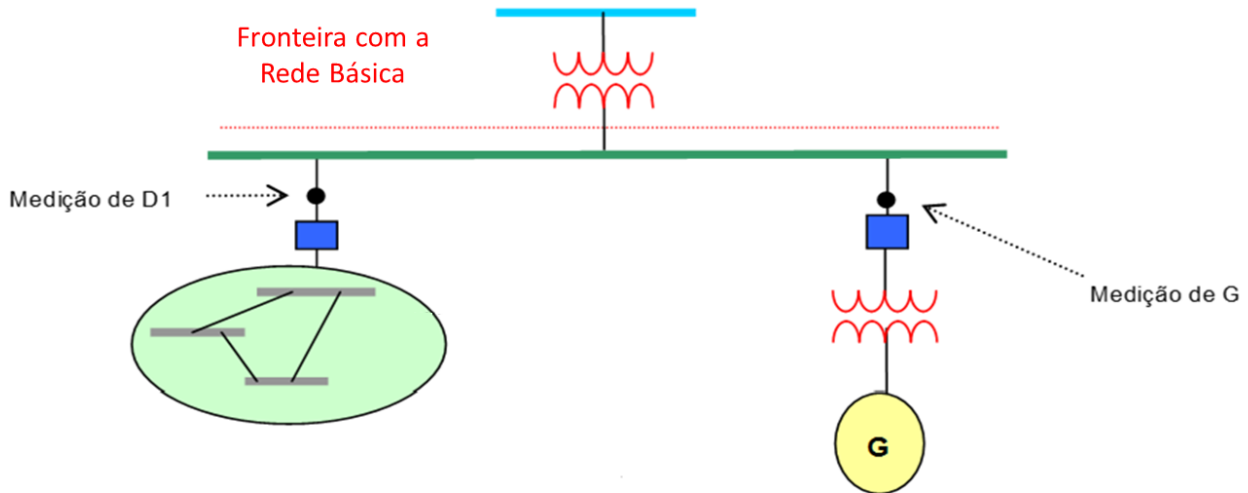


Figura 10 - Pontos de medição na conexão de distribuidora ou geradora não agente da CCEE

6.12. No acesso à Rede Básica de usinas por meio de conexão às ICG, a medição deve ser instalada, conforme ilustrado na Figura 11:

- (a) em cada conexão de usina com a ICG; e
- (b) nos pontos de conexão da ICG com a Rede Básica.

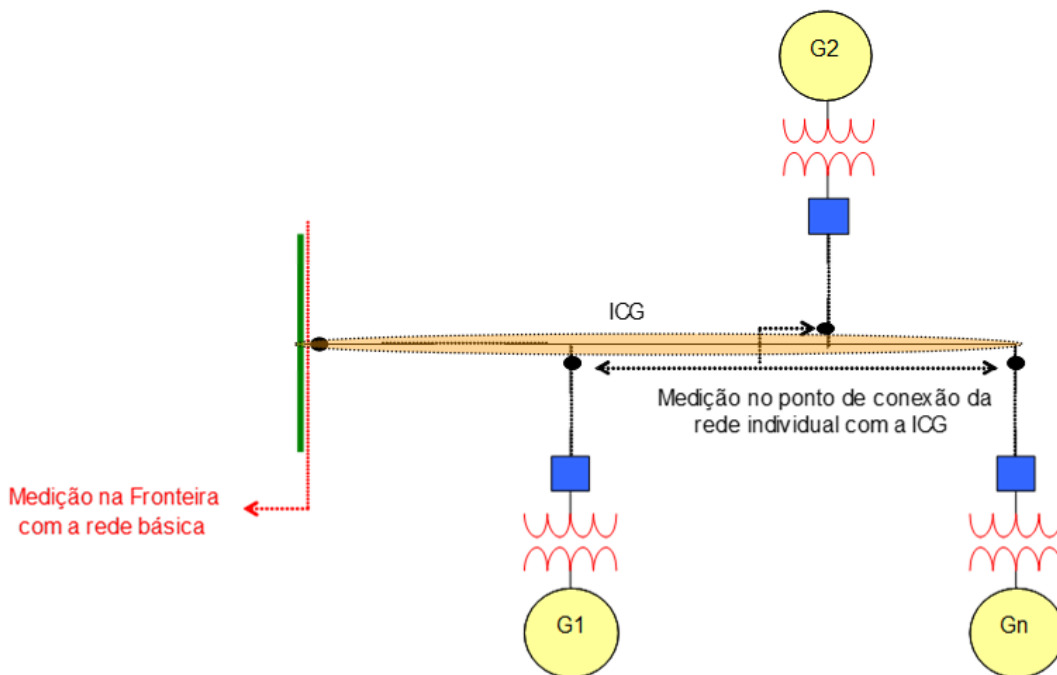


Figura 11 - Pontos de medição no acesso à Rede Básica por meio de ICG

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento</b>	<b>2.14</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento	2.14	Requisitos	2020.12	01/01/2021

## 7. ARQUITETURA BÁSICA DO SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO

7.1. A arquitetura básica do SMF deve ser conforme o disposto na Figura 12.

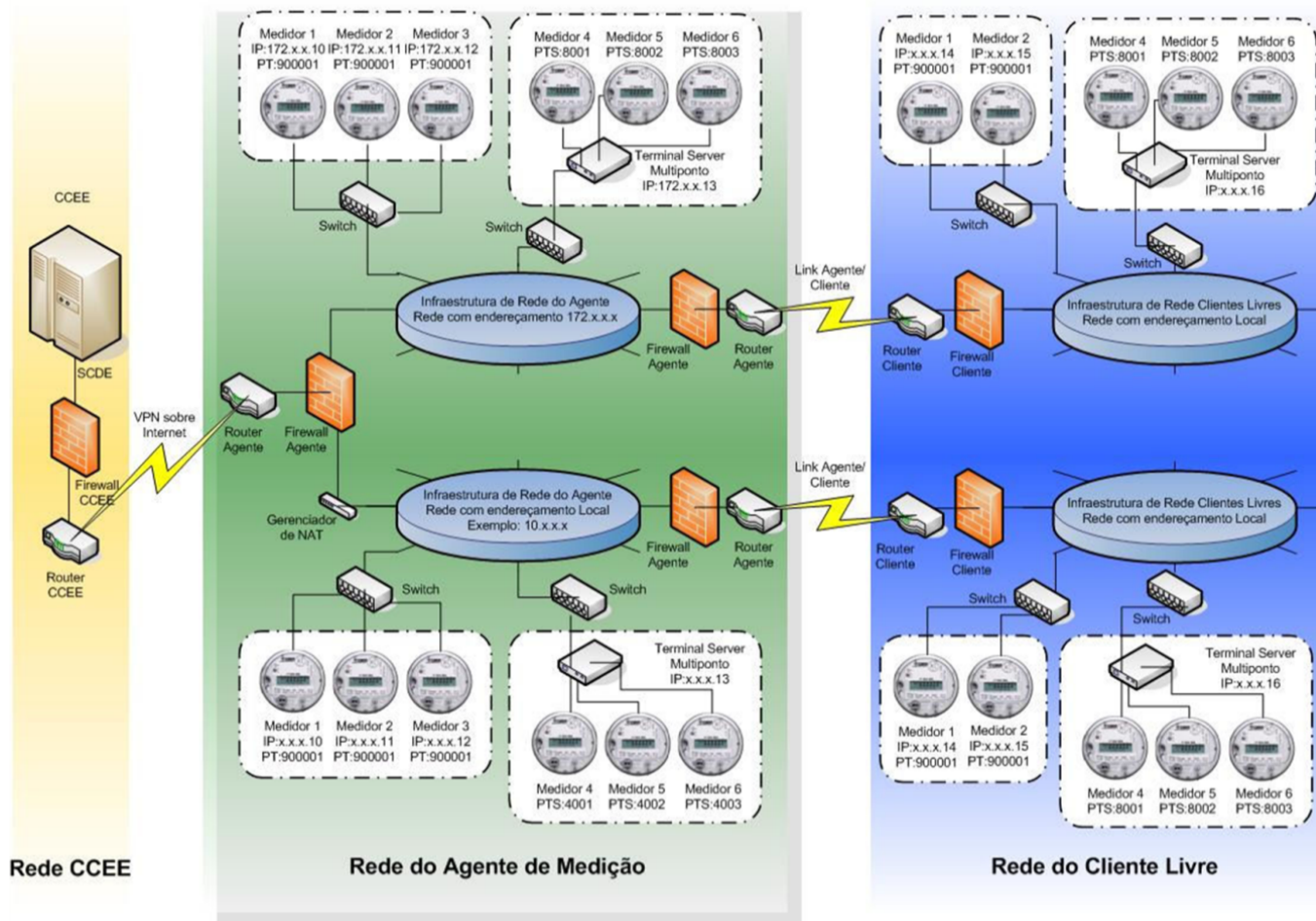


Figura 12 - Arquitetura básica do SMF

## 8. REFERÊNCIAS

- [1] INMETRO. Regulamento Técnico Metrológico (RTM) aprovado pela Portaria INMETRO nº 587, de 5 de novembro de 2012.
- [2] CCEE. Procedimentos de Comercialização, Submódulo 1.2 – Cadastro de agentes.