

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**NATANAEL WILDNER FRAGA**

**PROJETO DE DIPLOMAÇÃO**

**PROJETO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA PARA FATURAMENTO PARA CONSUMIDOR  
LIVRE ATENDIDO EM MÉDIA TENSÃO**

Porto Alegre

2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROJETO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA PARA FATURAMENTO PARA CONSUMIDOR  
LIVRE ATENDIDO EM MÉDIA TENSÃO**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

NATANAEL WILDNER FRAGA

**PROJETO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA PARA FATURAMENTO PARA CONSUMIDOR  
LIVRE ATENDIDO EM MÉDIA TENSÃO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela UFSC - Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela UFSC - Florianópolis, Brasil

Profa. Dra. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology - Göteborg, Suécia

Porto Alegre, Junho de 2012

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, por ser sempre meu maior amparo. Também dedico a toda minha família, em especial aos meus pais, pelo apoio incondicional em todos os momentos difíceis. Igualmente, dedico à minha namorada, que se mostrou uma verdadeira companheira durante esse percurso.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, por me ensinarem os principais valores.

À minha namorada, pelo carinho e suporte constantes.

Ao meu amigo Cainã Lopes, pelo apoio e auxílio demonstrados durante toda essa jornada.

A todos os meus amigos, em especial Estevão, Eliézer e Jonathas, pela alegria e companheirismo que ultrapassam décadas.

Ao professor Flávio Antônio Becon Lemos, pelo auxílio e incentivo durante a realização desse projeto.

À professora Gládis Bordin, pela disposição em me auxiliar na escolha de um orientador.

Aos meus colegas de faculdade, cuja amizade foi essencial na persistência e superação das dificuldades apresentadas durante o curso.

Aos meus ex-colegas de empresa, pelo conhecimento compartilhado que agregou significativamente na minha formação profissional.

Finalmente, agradeço à pessoa mais importante da minha vida, Jesus Cristo, sem o qual eu não poderia ter realizado esse grande feito.

## **RESUMO**

O Setor Elétrico Brasileiro passou por profundas transformações na última década. A introdução do modelo competitivo, juntamente com a criação do Consumidor Livre, dentro do novo arcabouço regulatório, implicou diretamente nos aspectos referentes à medição de energia elétrica para faturamento.

No presente trabalho são apresentados os principais critérios necessários à elaboração de um projeto de sistema de medição de energia elétrica para faturamento para consumidor livre atendido em média tensão. Dentro desse foco, as especificações técnicas e a normatização vigente, juntamente com os processos de engenharia, compõem a base teórica necessária para implementação do referido sistema.

**Palavras-chave: Medição de Energia Elétrica para Faturamento. Consumidor Livre. Projeto de um Sistema de Medição.**

## **ABSTRACT**

The Brazilian electric sector has suffered profound changes in the last decade. The introduction of the competitive model, together with the creation of the free consumer, within the new regulatory framework, directly involved in aspects related to electricity metering for billing.

This work presents the main criteria necessary for the elaboration of a project of electrical energy measurement system for billing for free consumer supplied in medium voltage. In this focus, technical specifications and norms prevailing, together with engineering processes, make up the theoretical basis necessary for the implementation of the system.

**Keywords: Electrical Energy Measurement System for billing. Free Consumer. Project of a measurement system.**

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	14
1.1Motivação .....	15
1.2Estrutura do Trabalho .....	15
<b>2 PREMISSAS RELEVANTES PARA O PROJETO PROPOSTO</b> .....	17
2.1Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro .....	17
2.1.1Breve Histórico .....	17
2.1.2Modelo Atual.....	19
2.1.3Obrigações das Instituições para com o SMF .....	22
2.2Sistema Tarifário de Energia Elétrica .....	23
2.2.1Estruturas Tarifárias .....	23
2.2.2Tarifação das Redes de Distribuição .....	28
2.3Consumidor Livre .....	30
2.3.1Conceito .....	30
2.3.2Opção de Migração para o Mercado Livre .....	32
<b>3 SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FATURAMENTO</b> ....	38
3.1Definição .....	38
3.2Histórico e Evolução dos Medidores .....	40
3.3Regulamentação Referente à Implantação do SMF .....	43
3.4Localização dos Pontos de Medição .....	44
3.5Equipamentos que Constituem o SMF .....	45
3.5.1Medidores de Energia .....	45
3.5.2Painel ou Cubículo de Medição .....	47
3.5.3Chaves de Aferição .....	48
3.5.4Transformadores para Instrumentos .....	49
3.6Comunicação .....	62
3.6.1Coleta Ativa .....	62
3.6.2Coleta Passiva.....	64
3.6.3Aquisição das Leituras .....	65
3.6.4Controlador de Demanda .....	66
<b>4 PROSPECÇÃO DO NEGÓCIO E ELABORAÇÃO DO PROJETO</b> .....	67
4.1O Negócio Junto ao Cliente .....	67
4.2A Elaboração do Projeto .....	70
<b>5 ESTUDO DE CASO</b> .....	72
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	80
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	81
<b>APÊNDICE</b> .....	85



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>FIGURA 1 MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>19</b>
<b>FIGURA 2 TARIFA HORO-SAZONAL AZUL .....</b>	<b>28</b>
<b>FIGURA 3 TARIFA HORO-SAZONAL VERDE .....</b>	<b>28</b>
<b>FIGURA 4 MEDIDOR ELETROMECAÂNICO UTILIZADO EM UNIDADES TARIFADAS EM SISTEMA CONVENCIONAL .....</b>	<b>40</b>
<b>FIGURA 5 REGISTRADOR DIGITAL PARA TARIFAÇÃO DIFERENCIADA .....</b>	<b>41</b>
<b>FIGURA 6 LOCALIZAÇÃO DO PONTO DE MEDIÇÃO NA CONEXÃO COM CONSUMIDOR LIVRE .....</b>	<b>45</b>
<b>FIGURA 7 PAINEL OU CUBÍCULO DE MEDIÇÃO .....</b>	<b>48</b>
<b>FIGURA 8 CHAVE DE AFERIÇÃO .....</b>	<b>49</b>
<b>FIGURA 9 DIAGRAMA FASORIAL SIMPLIFICADO DO TP .....</b>	<b>54</b>
<b>FIGURA 10 PARALELOGRAMOS DE EXATIDÃO DOS TP'S .....</b>	<b>54</b>
<b>FIGURA 11 DIAGRAMA FASORIAL SIMPLIFICADO DO TC .....</b>	<b>59</b>
<b>FIGURA 12 PARALELOGRAMOS DE EXATIDÃO DOS TC'S .....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 13 ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DE COLETA ATIVA .....</b>	<b>63</b>
<b>FIGURA 14 COLETA ATIVA POR MEIO DA PORTA SERIAL DE CADA MEDIDOR .....</b>	<b>63</b>
<b>FIGURA 15 ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DE COLETA PASSIVA .....</b>	<b>64</b>
<b>FIGURA 16 COLETA ATIVA POR MEIO DA PORTA SERIAL DE CADA MEDIDOR .....</b>	<b>65</b>
<b>FIGURA 17 PROCESSO RESUMIDO DO NEGÓCIO COM O CLIENTE .....</b>	<b>69</b>
<b>FIGURA 18 MEDIDOR PRINCIPAL E RETAGUARDA .....</b>	<b>73</b>
<b>FIGURA 19 IMPEDÂNCIA DE ALGUMAS SEÇÕES DE CABOS DE COBRE .....</b>	<b>75</b>

## **LISTA DE QUADROS**

<b>QUADRO 1 SUBDIVISÃO DO GRUPO A .....</b>	<b>25</b>
<b>QUADRO 2 - OPÇÕES DE ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO DOS SUBGRUPOS A3A E A4.....</b>	<b>31</b>
<b>QUADRO 3 MEDIDORES HOMOLOGADOS PELA CCEE.....</b>	<b>47</b>
<b>QUADRO 4 CARGAS NOMINAIS DOS TP<sub>s</sub>.....</b>	<b>53</b>

## **LISTA DE TABELAS**

<b>TABELA 1</b>	<b>RELAÇÕES NOMINAIS DO TP .....</b>	<b>52</b>
<b>TABELA 2</b>	<b>RELAÇÕES NOMINAIS DO TC .....</b>	<b>57</b>
<b>TABELA 3</b>	<b>CARGAS NOMINAIS DOS TCs.....</b>	<b>57</b>

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ONS: Operador Nacional do Sistema

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

MAE: Mercado Atacadista de Energia

SMF: Sistema de Medição para Faturamento

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

RE-SEB: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ACL: Ambiente de Contratação Livre

SCDE: Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica

SCL: Sistema de Contabilização e Liquidação

TUSD: Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

TF: Tarifa de Fornecimento

TE: Tarifa de Energia

CCD: Contrato de Conexão do Sistema de Distribuição

CUSD: Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CCVEE: Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

EUST: Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

TI: Transformador para Instrumentos

TP: Transformador de Potencial

TC: Transformador de Corrente

QEE: Qualidade de Energia Elétrica

ATD: Autotransformador de Defasamento

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

RDTD: Registrador Digital para Tarifação Diferenciada

DITC: Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas

ICG: Geração para Conexão Compartilhada

INMETRO: Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

GPS: *Global Positioning System*

VPN: *Virtual Private Network*

UCM: Unidade Central de Coleta de Medição

FOB: *Free On Board*

CIF: *Cost, Insurance and Freight*

CNPJ: Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica

OC: Ordem de Compra

SE: Subestação

MD: Memorial Descritivo

CAF: Chave de Aferição

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de medição de energia elétrica surgiram da necessidade de se conhecer a quantidade de energia consumida por cada cliente. Quando o cliente (como uma residência, por exemplo) consome pequenas quantidades de energia, não há como negociar valores de compra de energia, estando o consumidor limitado a pagar o valor da tarifa estabelecida pela concessionária a qual está conectado. O sistema de contabilização, nesse caso, é mais simples, e depende somente da leitura mensal dos dados do medidor, que, em geral, é eletromecânico.

Quando o cliente consome quantidades de demanda de energia mais significativas, por exemplo, a partir de 300 kW, faz-se necessário o estabelecimento de contratos de suprimento, o qual será função do enquadramento do cliente em um subgrupo tarifário, que depende da classe de tensão e da demanda de energia do consumidor. Para que seja possível verificar se a quantidade de energia utilizada pelo cliente não ultrapassou o valor previsto nos contratos, faz-se necessária a medição da energia elétrica. Essa medição recebe o nome de medição de energia elétrica para faturamento, tendo em vista que o faturamento é o principal propósito da medição.

Sistemas de Medição para Faturamento (SMF) utilizam os dados de medição para que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) possa controlar os montantes de energia consumidos e contratados. Os medidores, nesse caso, são eletrônicos, diferentemente dos medidores residenciais, pois necessitam de mais funcionalidades e recursos em relação aos anteriormente mencionados.

## **1.1 MOTIVAÇÃO**

O faturamento de energia elétrica das empresas é de fundamental importância, tanto para quem vende quanto para quem compra energia. Parte daí a importância do sistema de medição para faturamento.

O conhecimento do processo em questão permite que sejam ofertados serviços na área, que consistem na elaboração do projeto e em sua posterior implementação. A migração de consumidores cativos para o mercado livre de energia elétrica continua abrindo novas oportunidades de negócio para empresas que atuam nesse ramo.

Pelos motivos supracitados, juntamente com o fato de ter estagiado em uma empresa de engenharia elétrica que atua nesse mercado, senti-me motivado a desenvolver um trabalho que abordasse a complexidade de um projeto de sistema de medição para faturamento de consumidor livre atendido em média tensão.

## **1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo a introdução, conforme descrição a seguir.

O Capítulo 2 inicia com um breve histórico do setor elétrico brasileiro e apresenta o modelo atual, resumindo as funções de cada instituição do setor, destacando e indicando aquelas que possuem obrigações para com o SMF. Posteriormente, o capítulo traz uma breve apresentação sobre o sistema tarifário brasileiro, resumindo as estruturas tarifárias e as tarifas das redes de distribuição. Essa seção visa a situar o leitor sobre as tarifas atualmente pagas pelos agentes conectados em média tensão. O Capítulo 2 finaliza introduzindo o conceito de consumidor livre, apresentando as diferenças principais entre o consumidor livre e o consumidor cativo, mostrando que a migração do mercado cativo para o mercado livre pode

ser financeiramente vantajosa, o que implica na necessidade de implementação/ adequação do SMF, com responsabilidade financeira transferida para o consumidor livre.

O Capítulo 3 apresenta o conceito de um sistema de medição de faturamento, sintetiza importância da medição, apresenta um breve histórico sobre a evolução tecnológica dos medidores e um breve histórico sobre as principais regulamentações referentes ao SMF para consumidores livres. Esse capítulo também mostra onde deve se localizar o ponto de medição para o caso de o cliente ser consumidor livre, especifica as características dos instrumentos que compõem o SMF e finaliza apresentando as formas de comunicação propostas pelos procedimentos de rede do ONS.

O Capítulo 4 inicia propondo a prospecção do negócio com o cliente, apontando os procedimentos característicos de negociação, desde o primeiro contato até o faturamento final do projeto. Posteriormente, são resumidos os passos e as necessidades de obtenção de informações para a elaboração do projeto, desde o seu início até sua finalização com a posterior implementação em campo.

O Capítulo 5 apresenta um estudo de caso, exemplificando como é desenvolvido um projeto, utilizando-se os conceitos teóricos apresentados no Capítulo 3.

O Capítulo 6 faz o fechamento desse trabalho, com uma conclusão sobre o conhecimento adquirido.



## **2. PREMISSAS RELEVANTES PARA O PROJETO PROPOSTO**

Esse capítulo apresenta a estruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o sistema tarifário em vigor e o conceito de Consumidor Livre, premissas essas que serão relevantes para o estudo de um Sistema de Medição de Faturamento desenvolvido para um Consumidor Livre.

### **2.1 ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **2.1.1 BREVE HISTÓRICO**

Com o objetivo de maximizar a eficiência econômica e de garantir um ambiente competitivo, que ao mesmo tempo viabilizasse investimentos em expansão e garantisse o atendimento ao mercado consumidor, o Setor Elétrico Brasileiro passou por mudanças estruturais ao longo dos últimos anos [17].

Em 1993 iniciou-se a reforma do Setor Elétrico Brasileiro, com base na lei nº 8.631 [1], que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Dois anos depois, a Lei nº 9.074 [2] criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre [15].

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro previa a divisão das empresas de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, incentivando a competição nos segmentos de geração e comercialização. A implantação desse projeto se deu em 1996, com o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia [15].

Em 26 de dezembro de 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), inaugurando a era da regulação e da fiscalização do serviço público de energia elétrica no país. Também foi identificada a necessidade de criação de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e de um ambiente

para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) [15].

O Projeto RE-SEB foi concluído em 1998, caracterizando a definição do arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro [15].

Em 2001, com a crise de abastecimento, mostrou-se necessário modificar a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, pois o modelo anterior não oferecia à sociedade brasileira os três objetivos de qualquer serviço prestador de energia elétrica: confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade [17]. Visando a atingir esses objetivos, o Governo Federal lançou as bases do novo modelo para o Setor Elétrico durante os anos de 2003 e 2004, definindo a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre a oferta e demanda, e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional [15], assumindo essas funções com a extinção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

O novo modelo apresentou alterações significativas nas regras de comercialização de energia elétrica, criando dois ambientes de contratação, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), congregando todos os consumidores cativos e as empresas distribuidoras, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), no qual participam os consumidores livres e os comercializadores [17].

### 2.1.2 MODELO ATUAL

O modelo atual se destaca pela criação de novas instituições e pela alteração das funções de algumas já existentes. A Figura 1 mostra a estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

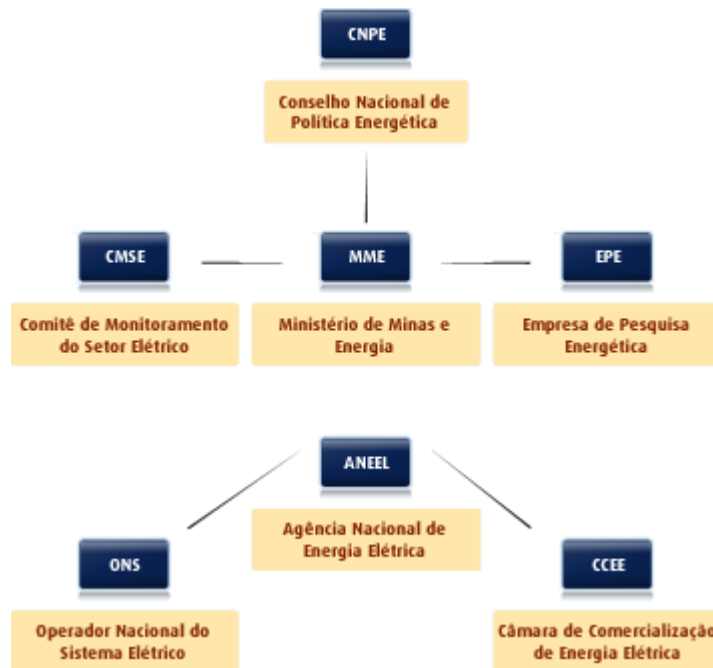


Figura 1 - Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

FONTE: CCEE [15]

As instituições do diagrama apresentado terão suas atribuições e responsabilidades descritas a seguir, cujo texto foi integralmente extraído da referência [15].

#### **CNPE – Conselho Nacional de Política Energética**

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país. É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás

natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

### **MME - Ministério de Minas e Energia**

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

### **EPE – Empresa de Pesquisa Energética**

Instituída pela Lei nº 10.847 [3] e criada pelo Decreto nº 5.184 [4], a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

### **CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação

de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

### **ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica**

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427 [5] e constituída pelo Decreto nº 2.335 [6], com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

### **CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848 [7] e criada pelo Decreto nº 5.177 [8], absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

## **ONS – Operador Nacional do Sistema**

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648 [9], e regulamentado pelo Decreto nº 2.655 [10], com as alterações do Decreto nº 5.081 [11], para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

### **2.1.3 OBRIGAÇÕES DAS INSTITUIÇÕES PARA COM O SMF**

Das instituições supracitadas, aquelas que possuem obrigações para com o projeto de um Sistema de Medição para Faturamento são a CCEE e o ONS.

A CCEE realiza os testes de comunicação entre os medidores do SMF, realiza os testes de coletas de dados e tem como responsabilidade a implantação, operação e manutenção do SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica. O SCDE coleta os dados de energia elétrica para uso no Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, tornando possível a contabilização mensal das diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados [16].

O ONS tem como função coordenar a implantação física do SMF, bem como aprovar os projetos pré-aprovados pelos agentes conectados, acompanhar e verificar os resultados das atividades estabelecidos no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS [16].

## 2.2 SISTEMA TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.2.1 ESTRUTURAS TARIFÁRIAS

O sistema tarifário brasileiro atualmente em vigor foi estabelecido a partir de 1993, pela Lei nº 8.631 [1] e pelo Decreto nº 774 [12] que a regulamentou, caracterizando a desigualização tarifária [18].

A tarifação atual estabelece valores para potência e energia, sendo conhecida como tarifa binômica. A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado, normalmente 15 minutos. A demanda de potência é faturada por um valor fixo estabelecido em contrato que corresponde ao maior valor de potência previsto para o período de fornecimento. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo. Além da distinção entre potência e energia, o sistema tarifário atual apresenta o segmento horo-sazonal, que estabelece tarifas para os horários de ponta e fora de ponta, fixando ainda valores distintos para os períodos do ano, definidos como período seco e período úmido [19].

Os valores das tarifas são fixados pela ANEEL, que é o órgão regulador das relações entre as concessionárias e os consumidores. As características da unidade consumidora determinam o seu enquadramento em cada categoria. Para classificar as unidades é necessário apresentar as diferentes classes de tensão em que os consumidores possuem instalações. Para efeitos tarifários, normalmente utilizam-se os termos [19]:

- a) AT – Alta Tensão: fornecimentos em tensão igual ou superior a 69 kV;
- b) MT – Média Tensão: fornecimentos em tensão entre 2,3 kV e 44 kV;
- c) BT – Baixa Tensão: fornecimentos em tensão inferior a 2,3 kV;

As tarifas de energia elétrica no Brasil estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

As tarifas do grupo B são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, sendo estabelecidas para as seguintes classes e subclasses de consumo:

- **B1** Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- **B2** Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- **B3** Classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- **B4** Classe iluminação pública.

Os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, têm direito ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda [19].

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial B1. Para consumo de até 30 kWh é aplicada tarifa com 65% de desconto em relação à tarifa aplicada a uma unidade consumidora residencial. Entre 31 kWh consumidos, até o limite de 100 kWh, é aplicada tarifa com 40% de desconto. Para consumo de 101 kWh até o Limite Regional é aplicado desconto de 10%. Define-se Limite Regional como sendo o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária e os valores que excederem serão faturados pela tarifa plena (B1) aplicada às unidades residenciais [19].

Tendo em vista que o presente trabalho se destina a consumidores livres atendidos em média tensão, o enfoque será dado para o grupo A, apresentado a seguir.



As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência. Os subgrupos de tensão do grupo A recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento conforme o quadro 1.

Quadro 1 – Subdivisão do Grupo A

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

As modalidades tarifárias do grupo A são divididas em:

a) Estrutura tarifária convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt (R\$/ kW) e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora (R\$/ MWh) [19].

b) Estrutura tarifária horo-sazonal

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata, pois as tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”. Os períodos “ponta” e “fora de ponta” são

denominados postos tarifários, cujo estabelecimento depende das horas do dia. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. Em relação ao ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril [19].

#### b1) Tarifa horo-sazonal azul

A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia, seguindo a seguinte estrutura [19]:

- Demanda de potência (R\$/kW):
  - Um valor para o horário de ponta
  - Um valor para o horário fora de ponta
- Consumo de energia (R\$/MWh):
  - Um valor para o horário de ponta em período úmido
  - Um valor para o horário fora de ponta em período úmido
  - Um valor para o horário de ponta em período seco
  - Um valor para o horário fora de ponta em período seco

## b2) Tarifa horo-sazonal verde

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência, seguindo a seguinte estrutura [19]:

- Demanda de potência (R\$/kW):
  - Valor único
- Consumo de energia (R\$/MWh):
  - Um valor para o horário de ponta em período úmido
  - Um valor para o horário fora de ponta em período úmido
  - Um valor para o horário de ponta em período seco
  - Um valor para o horário fora de ponta em período seco

As figuras 2 e 3 apresentam, resumidamente, a estrutura das tarifas horo-sazonais azul e verde, para melhor ilustração.

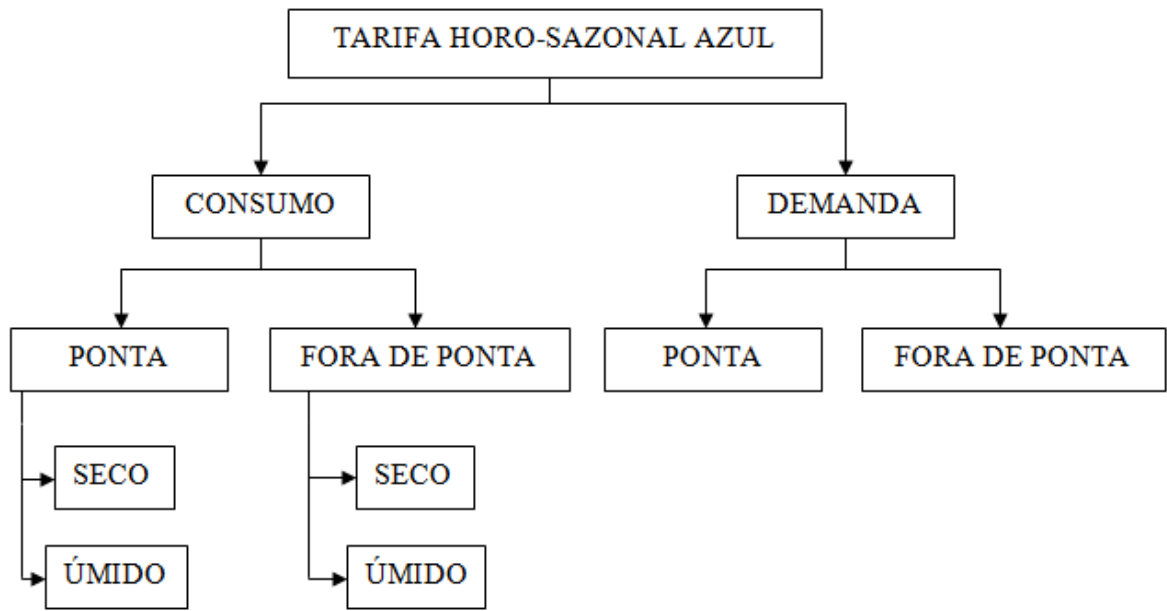


Figura 2 – Tarifa horo-sazonal azul

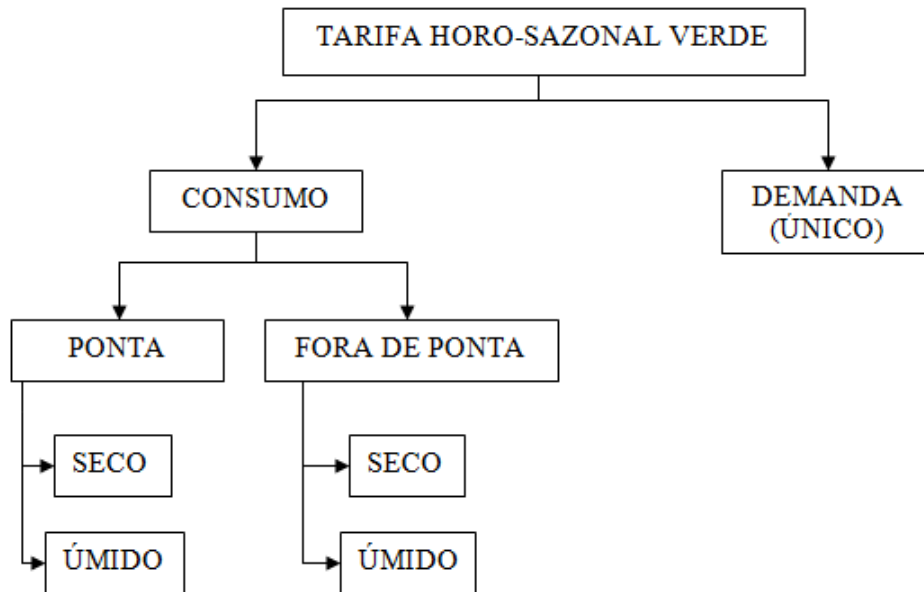


Figura 3 – Tarifa horo-sazonal verde

### 2.2.2 TARIFAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de fornecimento são compreendidas como a agregação das tarifas de transporte e das tarifas de energia elétrica propriamente dita [20].

A tarifa de fornecimento originou-se como o reflexo de uma estrutura agregada, compreendendo os custos de toda a cadeia produtiva de energia elétrica. No entanto,

atualmente é possível desagregá-la em função das atividades ao qual representa: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, e em função de cada elemento formador dos custos dessas atividades [20].

A Tarifa de Geração e Comercialização, também conhecida como Tarifa de Energia, TE, é resultante de uma negociação bilateral, de leilões ou dos preços do mercado de curto-prazo, e reflete as expectativas de mercado em relação ao valor da energia elétrica, ou seja, engloba os custos de capacidade, custos de combustível, operação e manutenção das usinas de geração. A Tarifa de fornecimento, TF, segue a formulação da equação (2.1) [20].

$$TF = TUSD + TUST + TE \quad (2.1)$$

Onde TUST e TUSD são as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição, respectivamente.

Para as concessionárias de transmissão, existem tarifas de transporte locais associadas aos encargos setoriais e aos custos de operação, manutenção e remuneração dos ativos de transmissão. Essas tarifas de transporte foram denominadas de Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST. A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão tenta refletir o real uso da rede pelo acessante através do impacto no fluxo de potência em cada elemento da rede [20]. Segundo Santana [42] a metodologia utilizada para a determinação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão é denominada Tarifação Nodal, onde a tarifa é calculada para cada barra do sistema.

As concessionárias de distribuição, para o caso de consumidores livres, praticam tarifas de transporte por nível de tensão, denominadas de Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD [20].

Desta forma, para se calcular as Tarifas de Fornecimento, basta estabelecer suas tarifas determinantes. No caso da componente (TUST+TUSD+TE), ao consumidor que se conecta na rede de distribuição é incluída a TUST e a TE como uma parcela da TUSD para que o

consumidor tenha contato apenas com a distribuidora local para efetivar o transporte de energia [20].

## **2.3 CONSUMIDOR LIVRE**

### **2.3.1 CONCEITO**

Consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, com demanda igual ou superior a 3MW, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica pelo mercado livre de energia [13]. O consumidor enquadrado nesse perfil, de acordo com as regras e restrições ditadas pela ANEEL, passa a ter a opção por fornecimento através de outras empresas, que não a concessionária que detém a área de concessão onde o consumidor em questão está fisicamente localizado.

- Direitos e obrigações do Consumidor Livre:

- Direito:

Ao consumidor livre está assegurado através da Lei nº 9.074 [14] seu acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionários de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

- Obrigações:

- Ser agente da CCEE;

- Pagamento mensal da Contribuição Associativa à CCEE referentes aos custos operacionais que serão rateados entre os agentes proporcionalmente ao volume de energia negociados;

- Adequar o Sistema de Medição para Faturamento;

O critério vigente para se tornar consumidor livre é ter demanda mínima de 3MW em qualquer tensão, para ligação do consumidor após 08/07/1995, e para tensões acima de 69kV para ligações anteriores a 08/07/1995.

Consumidores com potência instalada igual ou superior a 500 kW podem contratar energia de fontes alternativas (biomassa, eólica, solar) ou de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), fazendo assim parte do ambiente de contratação livre (ACL), e sendo qualificados como consumidores especiais.

Consumidores potencialmente livres são aqueles que possuem as condições necessárias para serem clientes livres, mas por opção são atendidos de forma regulada.

O Quadro 2 mostra resumidamente as opções de enquadramento tarifário dos subgrupos A3a e A4 (média tensão) [21]:

Quadro 2 – Opções de enquadramento tarifário dos subgrupos A3a e A4.

Subgrupo Tarifário	Tensão (kV)	Demanda Contratada (kW)	Opções de Faturamento
A3a	$30 \leq V \leq 44$	$DC < 300$	Cativo Convencional Cativo Azul Cativo Verde
		$300 \leq DC < 500$	Cativo Azul Cativo Verde
		$DC \geq 500$	Cativo Azul Cativo Verde Livre*
		$DC \geq 3000$	Cativo Azul Cativo Verde Livre
A4	$2,3 \leq V \leq 25$	$DC < 300$	Cativo Convencional Cativo Azul Cativo Verde
		$300 \leq DC < 500$	Cativo Azul Cativo Verde
		$DC \geq 500$	Cativo Azul Cativo Verde Livre*
		$DC \geq 3000$	Cativo Azul Cativo Verde Livre

(\*) Suprida por PCH, fonte eólica, biomassa ou solar.

### 2.3.2 OPÇÃO DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE

A seguir é apresentado um breve estudo segundo Faria [22] sobre os custos no mercado cativo e no mercado livre, objetivando apresentar a possibilidade de escolha dos consumidores. Será observado que, dependendo das condições e das tarifas relacionadas, a opção de migrar para o mercado livre pode ser financeiramente vantajosa.

Quando o consumidor opta por se tornar consumidor livre, ele passa a ser o responsável financeiro pela adequação de seu sistema de medição para faturamento, e esse gasto precisa ser incluído neste estudo.

- Cálculo com gastos no mercado cativo:

No mercado Cativo, o consumidor tem apenas um contrato, que é celebrado entre ele e a distribuidora.

A Demanda Reativa e a Energia Reativa são cobradas pelas concessionárias tanto no mercado livre quanto no mercado cativo, pelas mesmas tarifas da Demanda Ativa e Energia Ativa praticadas no Mercado Cativo. Segundo a legislação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [23], essa cobrança ocorre quando o Fator de Potência está abaixo de 0,92 e também incide da mesma maneira (tarifa cativa) para os consumidores estabelecidos no Mercado Livre. Desta forma, a Demanda Reativa e a Energia Reativa não serão consideradas neste estudo. As equações utilizadas para tais estudos e simulações são apresentadas a seguir:

- Cálculo com gastos no mercado cativo

$$CUSTO_{CATIVO} = D_P + D_{FP} + C_P + C_{FP} \quad (2.2)$$

Onde:

- $D_P$  = Custo com a demanda de ponta durante um ano [R\$];
- $D_{FP}$  = Custo com a demanda fora de ponta durante um ano [R\$];
- $C_P$  = Custo com o consumo de ponta durante um ano [R\$];
- $C_{FP}$  = Custo com o consumo fora de ponta durante um ano [R\$];



- Cálculo dos custos com a demanda:

$$D_P = D_{Ponta} \times T_{DPonta} \times 12 \times 1000 \quad (2.3)$$

$$D_{FP} = D_{FPonta} \times T_{DFPonta} \times 12 \times 1000 \quad (2.4)$$

Onde:

$D_{Ponta}$	=	Demanda de ponta mensal [MW];
$D_{FPonta}$	=	Demanda fora de ponta mensal [MW];
$T_{DPonta}$	=	Tarifa de demanda na ponta [R\$/kW];
$T_{DFPonta}$	=	Tarifa de demanda fora de ponta [R\$/kW];

- Cálculo com o consumo:

As tarifas de consumo do Mercado Cativo, além de serem diferenciadas de acordo com o horário de ponta e fora de ponta, também são diferenciadas de acordo com a época do ano em período seco (maio a novembro, sete meses), que está menos propenso a chuvas e período úmido (dezembro a abril, cinco meses), mais propenso a chuvas.

$$C_P = C_{Ponta} \times (T_{Pontaseca} \times 7 + T_{Pontaumida} \times 5) \quad (2.5)$$

$$C_{FP} = C_{FPonta} \times (T_{FPontaseca} \times 7 + T_{FPontaumida} \times 5) \quad (2.6)$$

Onde:

$C_{Ponta}$	=	Consumo mensal de energia na ponta [MWh];
$C_{FPonta}$	=	Consumo mensal de energia fora de ponta [MWh];
$T_{Pontaseca}$	=	Tarifa de consumo na ponta no período seco [R\$/MWh];
$T_{Pontaumida}$	=	Tarifa de consumo na ponta no período úmido [R\$/MWh];
$T_{FPontaseca}$	=	Tarifa de consumo fora de ponta no período seco [R\$/MWh];
$T_{FPontaumida}$	=	Tarifa de consumo fora de ponta no período úmido [R\$/MWh].

#### ➤ Cálculo com gastos no mercado livre

No mercado livre, o consumidor deve ter sua energia contratada com o gerador ou com uma comercializadora. Este contrato chama-se CCVEE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica) de longo ou de curto prazo. Nele, há uma livre negociação de preços entre as partes. Com os contratos de longo prazo, o consumidor saberá o quanto vai gastar com sua

energia a cada mês, e não estará sujeito à variação do preço da energia. O contrato de curto prazo serve para que este cliente possa ajustar o contrato de longo prazo, firmando-os após o efetivo consumo de energia elétrica.

O consumidor também deve ter um contrato chamado CCD (Contrato de Conexão do Sistema de Distribuição) que formaliza em qual sistema distribuidor o consumidor está conectado. Este contrato define a responsabilidade financeira ao comprador e técnica ao distribuidor. Também deve ter um contrato chamado CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição), com o qual o consumidor poderá receber a energia contratada com o gerador ou comercializadora utilizando-se o sistema de distribuição da concessionária a qual está conectado, visto que o gerador e a comercializadora não possuem infra-estrutura para entregá-las ao ponto de conexão, onde serão consumidas. A entrega de energia pela concessionária é tarifada pela TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). O Consumidor Livre paga à concessionária pela TUSD que engloba a demanda, encargos e energia reativa - conforme abordado anteriormente - e paga ao seu fornecedor de Energia conforme o CCVEE. Outro gasto que o consumidor tem de arcar com a migração para o mercado livre é a adequação do sistema de medição, que deve satisfazer as regras estabelecidas pelo ONS [16].

As principais vantagens em ser Consumidor Livre consistem em:

- Liberdade de negociar as condições contratuais, em especial o preço da energia;
- Índices de reajuste negociados;
- Obtenção de vantagens em relação ao custo da tarifa de energia do mercado cativo;
- Possibilidade de planejamento de compra de energia em volumes adequados ao perfil de consumo;
- Transações celebradas através de contratos bilaterais, com opção para contratação de curto, médio e longo prazo.

A equação 2.7 expressa o custo anual do consumidor no mercado livre.

$$CUSTO_{LIVRE} = C_{ENERGIA} + C_{TUSD} + C_{ESS} \quad (2.7)$$

Onde:

- $CUSTO_{LIVRE}$  = Custo anual total do consumidor no mercado livre [R\$];  
 $C_{ENERGIA}$  = Custo anual da energia consumida [R\$];  
 $C_{TUSD}$  = Custo anual da TUSD [R\$];  
 $C_{ESS}$  = Custo anual com os encargos de serviço de sistema [R\$];

O valor dos Encargos de Serviços do Sistema representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

O consumidor Livre é responsável pelas perdas de energia até o ponto de entrega. As perdas podem ser técnicas (dissipadas por fenômenos físicos) ou não técnicas (erros de medições ou furtos de energia). Para contabilizar as perdas no custo anual da energia consumida, tem-se um fator de perdas ( $k$ ). Sendo  $perdas\%$  o percentual de perdas até o ponto de entrega, tem-se:

$$k = 1 + perdas\%$$

$$C_{ENERGIA} = [(C_{Ponta} + C_{FPonta}) \times k \times 12] \times V_{ENERGIA} \quad (2.8)$$

Onde:

$V_{ENERGIA}$  = Valor da energia elétrica contratado pelo CCVEE [R\$].

O custo anual do uso do sistema de distribuição é dado pela equação (2.9).

$$C_{TUSD} = C_{DTUSD} + C_{ETUSD} \quad (2.9)$$

Onde:

$C_{DTUSD}$  = Custo anual da TUSD referente à demanda [R\$];

$C_{ETUSD}$  = Custo anual da TUSD referente a encargos de energia [R\$].

Os cálculos dos termos  $C_{DTUSD}$  e  $C_{ETUSD}$  são dados pelas equações (2.10) e (2.11), respectivamente.

$$C_{DTUSD} = (D_{Ponta} \times TUSD_{Ponta} + D_{FPonta} \times TUSD_{FPonta}) \times 12 \times 1000 \quad (2.10)$$

$$C_{ETUSD} = (C_{Ponta} \times TUSD_{EP} + C_{FPonta} \times TUSD_{EFP}) \times 12 \quad (2.11)$$

Onde:

- $TUSD_{Ponta}$  = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição para demanda na ponta [R\$/kW];  
 $TUSD_{FPonta}$  = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição para demanda fora de ponta [R\$/kW];  
 $TUSD_{EP}$  = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição referente aos encargos de energia na ponta [R\$/MWh];  
 $TUSD_{EFP}$  = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição referente aos encargos de energia fora de ponta [R\$/MWh].

O custo anual com os encargos de serviço do sistema é dado pela equação (2.12).

$$C_{ESS} = (C_{Ponta} + C_{FPonta}) \times k \times V_{ESS} \times 12 \quad (2.12)$$

Onde:

$V_{ESS}$  = Valor dos Encargos de Serviço do Sistema [R\$/MWh].

O cálculo do valor dos encargos de serviço do sistema é feito por meio das equações constantes no módulo 6 das regras de comercialização da CCEE.

➤ Comparação dos gastos entre mercado cativo e mercado livre:

Ao se analisar os gastos envolvidos nos ambientes de contratação livre e cativo, verifica-se que, muitas vezes, é financeiramente vantajoso para o consumidor migrar do mercado cativo para o mercado livre, fato esse que justifica a constante migração de consumidores nos últimos anos. De 2004 a 2011, houve uma média de aproximadamente 10 consumidores tornando-se livres ou livres especiais por mês. Em 2011 o número de consumidores livres (incluindo os consumidores livres especiais) ultrapassou 1000 consumidores, o que representa quase 70% dos agentes da CCEE. Conforme as equações anteriormente apresentadas, a decisão de migração envolve uma comparação dos gastos com a tarifa imposta pela concessionária a qual o consumidor está conectado em relação aos gastos com as tarifas impostas devido ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição, juntamente com o valor de energia negociado no mercado livre. Além dos gastos envolvidos, deve-se

levar em conta as vantagens contratuais do consumidor livre no que se diz respeito às negociações de prazos e índices de reajustes, obtidos por meio de transações bilaterais. Para o caso de migração do mercado cativo para o mercado livre, a economia pode ser calculada por:

$$ECONOMIA = \frac{CUSTO_{CATIVO} - CUSTO_{LIVRE}}{CUSTO_{CATIVO}} \times 100 \quad (2.13)$$

O gasto do consumidor livre com a implantação do sistema de medição para faturamento ocorre uma única vez, sendo, portanto, amortizado. O tempo de amortização depende da economia mensal do consumidor em relação aos gastos em ambos os mercados e do valor da implantação do SMF, que geralmente situa-se entre 70 e 90 mil reais.

### **3. SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FATURAMENTO**

#### **3.1 DEFINIÇÃO**

Segundo ONS [16], entende-se por SMF o sistema composto pelos medidores principal e retaguarda, pelos transformadores para instrumentos – transformador de potencial e de corrente, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

A medição de energia é de fundamental importância, pois os dados são utilizados não só para faturamento, mas também para outras finalidades como: planejamento, controle, mercado, operação e expansão.

O SMF fornece [16]:

- dados de demanda para a apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão — EUST, no âmbito do ONS;
- dados para a contabilização e liquidação da energia elétrica no âmbito da CCEE;
- dados de geração para a apuração dos encargos dos serviços ancilares no âmbito da CCEE;
- dados das medições instaladas nas unidades geradoras utilizados para verificação do cumprimento das instruções de despacho, da apuração dos serviços ancilares e das capacidades declaradas dessas unidades;
- dados para cálculo de fator de potência no ponto de conexão com a rede básica;
- dados para cálculo dos fatores de perda de transformação; e
- dados de qualidade de energia elétrica (QEE) nos pontos de conexão com a rede básica.

Os Serviços Ancilares são destinados a garantir a qualidade, estabilidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional.

Os Serviços Ancilares definidos pela ANEEL e remunerados através dos encargos de serviço do sistema são:

- Reserva de prontidão: O custo do combustível consumido durante os período em que a usina estiver em reserva de prontidão será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema (ESS) após confirmação do mesmo pela ANEEL;
- Compensação Síncrona: A parcela deste Serviço Ancilar não coberta pelos Contratos Iniciais será remunerada através dos ESS. O Gerador receberá o equivalente à Energia Reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares, descontada a parcela dos Contratos Iniciais.

As usinas atualmente em operação que venham a ter o provimento de Serviços Ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de Serviços Ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado pela mesma e ressarcido via ESS.

### 3.2 HISTÓRICO E EVOLUÇÃO DOS MEDIDORES

Até o ano de 1985, a coleta dos dados de medição era realizada localmente, mediante a leitura dos medidores pelos operadores de subestações ou de leituristas, que se deslocavam até os locais onde estavam instalados os medidores eletromecânicos [24].

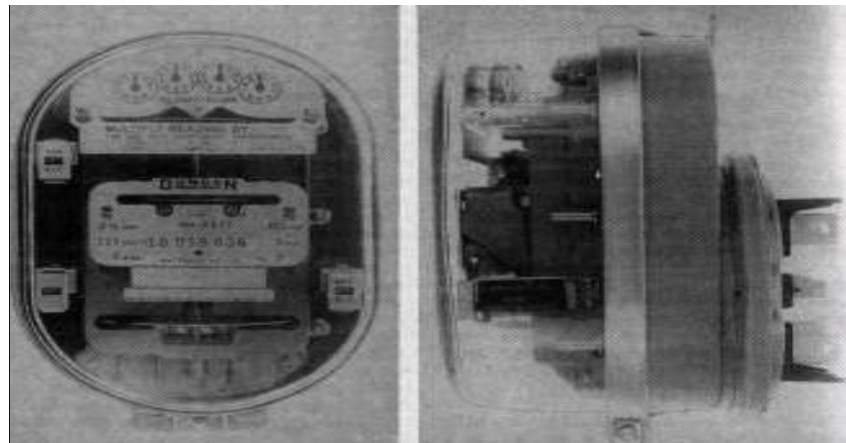


Figura 4 - Medidor Eletromecânico utilizado em unidades tarifadas em Sistema Convencional

FONTE: Actaris [25].

O medidor eletromecânico não possui memória de massa e registra apenas uma grandeza (energia ativa). Para a medição de energia reativa, utilizava-se um Autotransformador de Defasamento (ATD). Esses transformadores ficavam acoplados aos medidores, tendo como função defasar a tensão em  $90^\circ$ , tornando possível a obtenção do valor da energia reativa, a partir dos valores defasados de tensão e o valor de corrente. Assim, para a medição de energia ativa e reativa, eram necessários dois medidores eletromecânicos, um para medição de energia ativa e outro, com um ATD acoplado à entrada de tensão, para medição de energia reativa [26].

O faturamento era realizado em processo manual, acarretando em consideráveis erros e retrabalhos com consequentes impactos no faturamento final. Em 1985, a portaria nº 80 [27] do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) estabeleceu a tarifação



diferenciada, fazendo com que os medidores supracitados fossem substituídos por registradores microprocessados, os chamados Registradores Digitais para Tarifação Diferenciada (RDTD). Dá-se início à entrada do sistema de medição para faturamento na era digitalizada, com o uso de fitas cassetes substituindo os boletins para a contabilização, atribuindo maior confiabilidade ao faturamento. O objetivo principal do uso desses equipamentos era permitir a implantação de tarifas diferenciadas em diferentes classes de tensão.

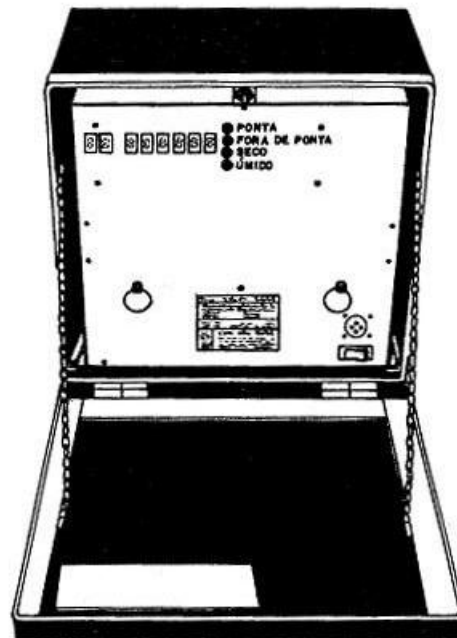


Figura 5 - Registrador Digital para Tarifação Diferenciada (RDTD)

FONTE: BARONI; MORETTI [28]

O RDTD, ilustrado na Figura 5, é um equipamento eletrônico autônomo com capacidade de medir, registrar e manter disponíveis as informações necessárias para o acompanhamento do consumo de energia elétrica e possibilitar a aplicação de tarifas diferenciadas. Ao longo do tempo, foram incorporadas inovações tecnológicas aos registradores digitais, visando adaptar esse tipo de equipamento às exigências do mercado. Os instrumentos registradores evoluíram ao estágio de medidores eletrônicos digitais [24].

A partir da década de 90, começou-se a intensificar a utilização de medidores eletrônicos nos sistemas de medição para faturamento, em detrimento dos medidores eletromecânicos. Como principais vantagens dos medidores eletrônicos em relação aos medidores eletromecânicos destacam-se:

- melhor classe de exatidão;
- multifuncionalidade;
- medição de energias ativa e reativa capacitiva e indutiva, nos dois sentidos de fluxo de energia (4 quadrantes);
- medição e armazenamento de outras grandezas como tensão e corrente;
- monitoramento de qualidade de energia;
- programação e armazenamento de alarmes associados ao sistema de potência e aos medidores;
- acesso remoto e simultâneo de mais de um usuário aos dados;
- baixo consumo;
- simplicidade de instalação, operação e manutenção;
- velocidade de transporte de dados;
- flexibilidade operacional; e
- tamanho reduzido.

Porém, os medidores eletromecânicos foram aperfeiçoados com o tempo, e ainda são utilizados pelas concessionárias em aplicação residencial, devido ao seu baixo custo e disponibilidade [26].

### **3.3 REGULAMENTAÇÃO REFERENTE À IMPLANTAÇÃO DO SMF**

A RESOLUÇÃO ANEEL N° 264 [29] tinha como objetivo estabelecer as condições para Contratação de Energia Elétrica por Consumidores Livres. O artigo 8° dessa resolução estabelecia que os equipamentos de medição seriam de propriedade do concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade do consumidor livre estivesse conectada; podendo, a critério do consumidor ou agente comercializador, instalar equipamentos adicionais de propriedade dos mesmos, visando garantir a confiabilidade das informações necessárias ao faturamento.

Em 2001, foi aprovado o documento "Sistema de Medição para Faturamento de Energia - Especificação Técnica", cuja implementação permitiria o aprimoramento da gestão dos encargos de transmissão pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Esse documento foi incorporado ao submódulo 12.2, Anexo I. Após a aprovação do referido documento, surgiu em 2002 a RESOLUÇÃO ANEEL N° 344 [30], que definiu as datas limite para entrada em operação comercial do sistema de medição de faturamento de energia elétrica.

Em 2004, inicia-se uma nova estrutura de mercado no setor elétrico brasileiro. A RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 67 [31] determinou que os consumidores livres fossem responsáveis por seu SMF (Sistema de Medição para Faturamento). Também delegou ao MAE (atualmente CCEE) a obrigação de disciplinar, em Procedimentos de Mercado (atualmente Procedimentos de Comercialização), as condições para aplicação de penalidade pela não observância das datas definidas. Os prazos para instalação dos Sistemas de Medição para Faturamento para as concessionárias de distribuição também sofreram alterações. Como, a partir dessa resolução normativa, os consumidores livres passaram a ser financeiramente responsáveis por seu SMF, surgiu um novo mercado, o de prestação de serviços na área de Sistemas de Medição para Faturamento para consumidores livres.

### 3.4 LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO

Para atender à contabilização da CCEE, dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e dos Serviços Ancilares, para verificar as capacidades declaradas de geração e o cumprimento das instruções de despacho, as medições de faturamento devem ser instaladas nos seguintes pontos de conexão [16]:

- com a rede básica;
- com as Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas – DITC
- com as instalações de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG;
- de consumidor livre ou especial;
- nas unidades geradoras onde existe contabilização de serviços ancilares;
- entre agentes que fazem parte da CCEE;
- de agentes que não fazem parte da CCEE;
- de interligação internacional (importação e exportação de energia);
- de interligação entre submercados;
- das usinas classificadas nas modalidades de operação como Tipo I – Programação e despacho centralizados, ou Tipo II – Programação centralizada e despacho não centralizado ou Tipo III – Programação e despacho não centralizados, com a rede básica ou rede de distribuição, para a medição de geração líquida dessas usinas;

No caso de instalação em consumidor livre ou especial, a medição deve ser no ponto de conexão com a rede básica ou rede de distribuição, conforme indicado na Figura 6.

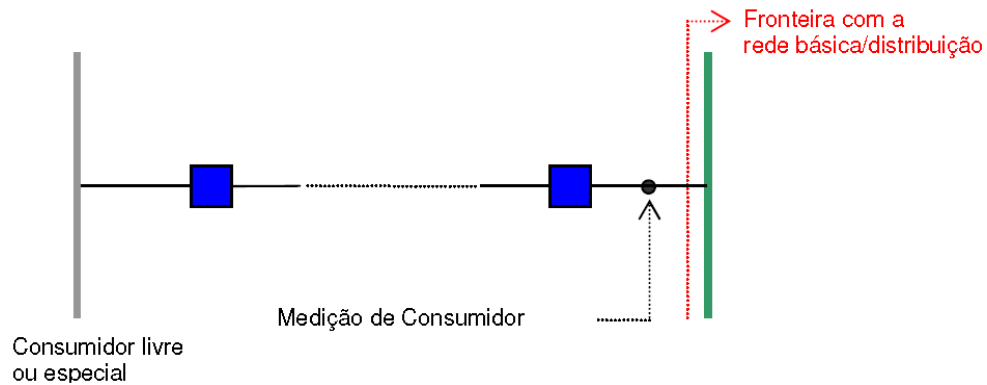


Figura 6 – Localização do Ponto de Medição na conexão com Consumidor Livre

FONTE: ONS [16]

### 3.5 EQUIPAMENTOS QUE CONSTITUEM O SMF

Os instrumentos descritos a seguir estão previstos nos aspectos gerais da especificação técnica das medições para faturamento, constantes na referência [16].

#### 3.5.1 MEDIDORES DE ENERGIA

Os medidores de energia com finalidade de faturamento devem ser polifásicos, 2 elementos, 3 fios (para sistema a três fios) ou 3 elementos, 4 fios, (para sistemas a 4 fios), de frequência nominal do sistema, corrente nominal de acordo com o secundário do TC, tensão nominal de acordo com o secundário do TP. Os medidores devem possuir independência de elementos e de sequência de fases, garantindo o mesmo desempenho em ensaio monofásico ou trifásico.

As grandezas elétricas que devem ser medidas e registradas pelo medidor são as seguintes: energia ativa, energia reativa, demanda, de forma bidirecional, com pelo menos 4 registros independentes, 2 para cada sentido de fluxo (quatro quadrantes). Podem possuir, adicionalmente, uma saída específica para as medições instantâneas (potências ativa e reativa, fator de potência, corrente, tensão, frequência, etc.).

Os medidores devem ter certificado de calibração comprovando que possuem independência de elementos e de sequência de fases, garantindo o mesmo desempenho em ensaio monofásico ou trifásico. Também devem possuir certificado de conformidade de modelo aprovado, emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO. A classe de exatidão desses deve atender a todos os requisitos metrológicos pertinentes à classe 0,2 prescritos na norma [32] ou à classe 0,2S da norma [33] e suas revisões, para todos os sentidos de fluxo de energia.

Além das exigências supracitadas, existem também, por definição, alguns requisitos necessários à funcionalidade dos medidores de energia. Esses requisitos serão citados abaixo:

- Os medidores devem possuir memória de massa com capacidade de armazenar os dados de energia ativa, reativa e demanda, de forma bidirecional, tensões e correntes, em intervalos de integração programáveis de 5 a 60 minutos durante o período mínimo de 32 dias, ou estar associado a um equipamento de armazenamento externo, com as mesmas características de armazenamento mencionadas;

- Os medidores devem possuir relógio/calendário interno com opção de sincronismo externo via comando por central de aquisição remota ou por GPS;

- Devem ser dotados de um sistema de preservação e salvamento dos registros durante as perdas de alimentação, armazenando os dados em memória não volátil por pelo menos 100 horas;

- Devem possuir mostrador digital, para leitura local, com pelo menos 6 dígitos indicando de forma cíclica as grandezas programadas a serem medidas;

- Devem permitir, através de interface de comunicação, a leitura dos valores medidos e da memória de massa;

- Devem possuir uma porta de acesso exclusivo da CCEE e dos agentes envolvidos na medição do ponto, que acoplada a um canal de comunicação exclusivo, estável e

performático, permita o acesso remoto aos medidores pela central de coleta de dados da CCEE em tempo integral; e

- Devem fornecer um registro com data e hora das últimas 15 ocorrências de falta de alimentação e 15 ocorrências de alterações realizadas na programação do medidor.

O Quadro 3 apresenta os medidores que, segundo a CCEE [15], atendem aos requisitos técnicos anteriormente mencionados.

Quadro 3 – Medidores homologados pela CCEE

<b>Fabricante</b>	<b>Medidor / Modelo</b>
Electro Industries	Nexus / 1270
	Nexus / 1500
Elo	ELO / 2180
Itron	Q1000
	SL7000
Schneider Electric	ION / 7500
	ION / 7550
	ION / 7600
	ION / 7650
	ION / 8300
	ION / 8400
	ION / 8500
	ION / 8600
	ION / 8800
Landis & Gyr	Saga 1000 / 1681
ZIV	5CTE-E5A-2F6402UC
Schweitzer Engineering Laboratories	SEL / 734

FONTE: CCEE [15]

### 3.5.2 PAINEL OU CUBÍCULO DE MEDIÇÃO

Painel, ou cubículo de medição, é o local que abriga os medidores de energia (principal e retaguarda), as chaves de aferição, os aparelhos de comunicação, as tomadas e demais dispositivos referentes ao serviço auxiliar. A Figura 7 mostra exemplos de painéis de medição para faturamento.



Figura 7 - Painel ou cubículo de medição

FONTE: PROLUX-ENGENHARIA [34]

Os medidores de energia devem ser instalados em painéis ou cubículos exclusivos, localizados nas salas de comando das subestações (SE), ou em abrigos apropriados próximos aos transformadores para instrumentos. Os painéis ou cubículos de medição devem ser aterrados diretamente na malha de terra da subestação.

Os painéis ou cubículos devem ter garantia de inviolabilidade, por meio da colocação de selos, eletrônicos (senhas) e/ ou mecânicos, pelas partes envolvidas.

### 3.5.3 CHAVES DE AFERIÇÃO

Chaves de aferição são dispositivos que possibilitam curto-circuitar e aterrar os secundários dos TCs, conectar instrumentos para ensaios individuais por circuito, além de permitir a manutenção, calibração dos medidores, fácil substituição dos mesmos e ensaios na cabeção interna dos painéis, sem necessidade de desligamento dos circuitos. A Figura 8 mostra um exemplo de chave de aferição, em que as três primeiras facas correspondem aos



circuitos de potencial, e as demais facas correspondem aos circuitos de corrente, separados por cores.



Figura 8 - Chave de aferição

FONTE: FARCEL [35]

Quando as facas encontram-se na posição fechada, mantém-se a continuidade dos circuitos elétricos das tensões e correntes. No momento da abertura das facas dos circuitos de corrente, ocorre um curto circuito total entre os bornes de entrada de corrente da chave, evitando assim a abertura do circuito secundário dos TCs.

#### 3.5.4 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

Os Transformadores para Instrumentos são equipamentos projetados e construídos especificamente para alimentarem instrumentos elétricos de medição, controle e proteção. A função dos Transformadores para Instrumentos é a redução da magnitude da tensão ou da corrente em uma proporção definida, mantendo a posição vetorial. São construídos em dois tipos:

- **Transformador de Corrente (TC):** É um transformador cujo enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma corrente proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida [36].

- **Transformador de Potencial (TP):** É um transformador cujo enrolamento primário é ligado em derivação em um circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma

tensão proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida [36].

As principais especificações dos transformadores para instrumentos utilizados em medição de faturamento, conforme os procedimentos de rede do ONS [16], são:

- Os secundários exclusivos para medição de faturamento dos Transformadores para Instrumentos devem ter classe de exatidão 0,3 ou melhor, para todas as cargas, e para 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.
- Não devem ser usados transformadores auxiliares nos secundários dos Transformadores para Instrumentos.
- Os TCs devem ser especificados para uma corrente secundária nominal em conformidade com a corrente especificada pelo fabricante do medidor. O fator térmico deverá ser o previsto para requisito do sistema ou situação de contingência.
- Os Transformadores para Instrumentos devem possuir enrolamentos secundários exclusivos para o sistema de medição de faturamento. As caixas de terminais devem ter dispositivos que permitam lacrar os pontos de acesso aos circuitos de medição. Exceções serão analisadas pela CCEE e ONS.
- Os TCs devem ter preferencialmente a mudança de relação no primário. No caso de mudança de relação no secundário, este deverá apresentar a mesma exatidão em todas as relações.
- Não devem ser utilizados fusíveis nos secundários dos transformadores de potencial. Caso a proteção destes seja considerada imprescindível pelo agente responsável pelo SMF, admite-se o uso de micro-disjuntores de 1 A com supervisão de estado através de contato auxiliar.

- Para consumidores livres dos subgrupos A3a, A4 os secundários exclusivos para medição de faturamento dos Transformadores para Instrumentos devem ter classe de exatidão 0,6 ou melhor, para todas as cargas, e para todas as relações, consideradas as condições de projeto, e para a frequência nominal do sistema.
- 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 mesmos.
- 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 igual a 0,8.
- O cabo utilizado deve ser multicondutor blindado e os condutores não utilizados e a blindagem devem ser aterrados juntos ao painel ou cubículo de medição.

#### ❖ Transformador de Potencial

O enrolamento primário dos TPs é constituído de várias espiras, sendo o secundário dimensionado para uma tensão nominal padronizada de 115 V, no Brasil. A Relação de Transformação de um TP (*RTP*) é o quociente entre a tensão primária nominal e a tensão secundária nominal:

$$RTP = \frac{U_{pn}}{U_{sn}} = \frac{U_{pn}}{115}$$

O enrolamento primário deve atender a um dos seguintes grupos de ligação:

- Grupo 1: conectado entre fases
- Grupo 2: conectado entre fase e neutro em um sistema solidamente aterrado
- Grupo 3: conectado entre fase e neutro

A seguir serão apresentadas as principais características de especificação de Transformadores de Potencial, segundo a NBR [37].

- Tensão Primária Nominal

A tensão primária nominal é escolhida em função da tensão nominal do circuito principal e do grupo de ligação. A tensão secundária nominal é padronizada em 115 V e  $115/\sqrt{3}$ , conforme a Tabela 1.

Grupo 1 – ligação fase fase		Grupo 2 e 3 – ligação fase neutro		
Tensão primária nominal [V]	Relação nominal	Tensão primária nominal [V]	Relações nominais	
			Tensão secundária $115/\sqrt{3}$ V	Tensão secundária 115 V
115	1:1	-	-	-
230	2:1	$230/\sqrt{3}$	2:1	1,2:1
402,5	3,5:1	$402,5/\sqrt{3}$	3,5:1	2:1
460	4:1	$460/\sqrt{3}$	4:1	2,4:1
575	5:1	$575/\sqrt{3}$	5:1	3:1
2 300	20:1	$2 300/\sqrt{3}$	20:1	12:1
3 450	30:1	$3 450/\sqrt{3}$	30:1	17,5:1
4 025	35:1	$4 025/\sqrt{3}$	35:1	20:1
4 600	40:1	$4 600/\sqrt{3}$	40:1	24:1
6 900	60:1	$6 900/\sqrt{3}$	60:1	35:1
8 050	70:1	$8 050/\sqrt{3}$	70:1	40:1
11 500	100:1	$11 500/\sqrt{3}$	100:1	60:1
13 800	120:1	$13 800/\sqrt{3}$	120:1	70:1
23 000	200:1	$23 000/\sqrt{3}$	200:1	120:1
34 500	300:1	$34 500/\sqrt{3}$	300:1	175:1
46 000	400:1	$46 000/\sqrt{3}$	400:1	240:1
69 000	600:1	$69 000/\sqrt{3}$	600:1	350:1
-	-	$88 000/\sqrt{3}$	800:1	480:1
-	-	$115 000/\sqrt{3}$	1 000:1	600:1
-	-	$138 000/\sqrt{3}$	1 200:1	700:1
-	-	$161 000/\sqrt{3}$	1 400:1	800:1
-	-	$196 000/\sqrt{3}$	1 700:1	1 000:1
-	-	$230 000/\sqrt{3}$	2 000:1	1 200:1

Tabela 1 – Relações Nominais do TP

FONTE: NBR [37]

- Frequência Nominal

A frequência nominal no sistema interligado brasileiro é de 60 Hz.

- Carga Nominal

A carga nominal de um TP é a máxima carga, em VA, que pode ser ligada ao secundário do TP, correspondendo à maior potência aparente que pode ser fornecida pelo TP.

As cargas nominais são padronizadas de acordo com o quadro 4:

Cargas Nominais			Características a 60 Hz e 120 V			Características a 60 Hz e 69,3 V		
Designação	$S_{TP}^{NOMINAL}$ [VA]	Fator de Potência	$R_s^{NOMINAL}$ [Ω]	$L_s^{NOMINAL}$ [mH]	$Z_s^{NOMINAL}$ [Ω]	$R_s^{NOMINAL}$ [Ω]	$L_s^{NOMINAL}$ [mH]	$Z_s^{NOMINAL}$ [Ω]
P12,5	12,5	0,10	115,2	3.042	1.152	38,4	1.014	384
P25	25	0,70	403,2	1.092	576	134,4	364	192
P75	75	0,85	163,2	268	192	54,4	89,4	64
P200	200	0,85	61,2	101	72	20,4	33,6	24
P400	400	0,85	30,6	50,4	36	10,2	16,8	12

Quadro 4 - Cargas nominais dos TPs

FONTE: NBR [37]

Nota: As características a 60 Hz e 120 V são válidas para tensões secundárias entre 100 e 130 V; e as características a 60 Hz e 69,3 V são válidas para tensões secundárias entre 58 e 75 V.

A carga nominal é definida pela máxima potência aparente permitida no secundário. Nesse cálculo, deve-se considerar a potência consumida pelos condutores juntamente com a potência consumida pelos instrumentos.

- Classe de Exatidão

Existem dois tipos principais de erros introduzidos pelos TPs, ilustrados na Figura 9.

- Erro de relação: determina o quanto a relação de transformação real não concorda com a relação de transformação nominal. Para tanto, define-se o Fator de Correção da Relação (*FCR*) dado por:

$$FCR = \frac{K_r}{RTP}$$

Onde  $K_r = \frac{U_p}{U_s}$  é a relação de transformação real e *RTP* é a relação de transformação.

- Erro de fase: É o ângulo de fase entre os fasores tensão primária e secundária sendo assim definido:

$$\beta = \angle \overline{U_p} - \angle \overline{U_s}$$

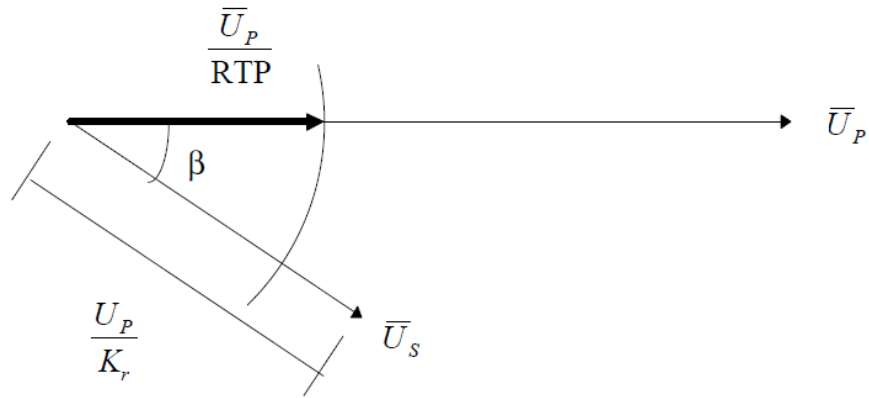


Figura 9 - Diagrama fasorial simplificado do TP.

FONTE: NBR [37]

Considera-se que um TP para serviço de medição está dentro de sua classe de exatidão em condições específicas quando, nestas condições, o ponto determinado pelo fator de correção de relação (FCR) e pelo ângulo de fase  $\beta$  estiver dentro do Paralelogramo de Exatidão especificado na figura 10, correspondente à sua classe de exatidão.

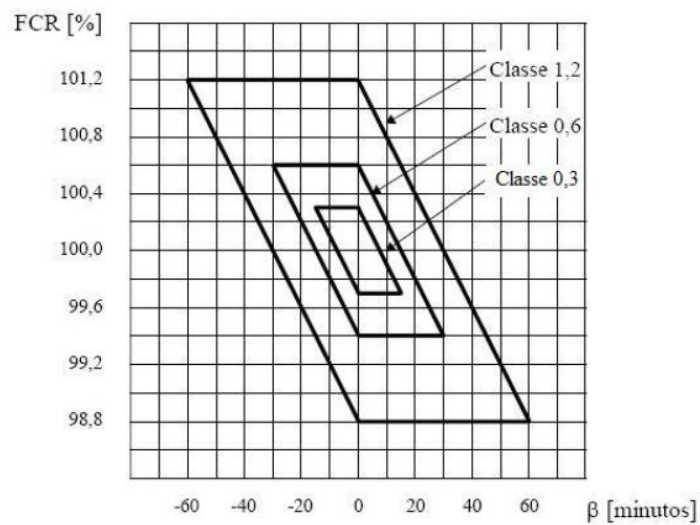


Figura 10: Paralelogramos de exatidão dos TPs.

FONTE: NBR [37]

Deve-se levar em conta que o erro de relação interfere em qualquer tipo de medida (tensão, potência, etc.). Por outro lado, o erro de fase só é importante quando o ângulo do fasor tensão for necessário, como é o caso das medidas de  $\cos\phi$ , potência e energia (ativa e reativa).

A definição da classe de exatidão do TP depende da sua finalidade e geralmente segue a seguinte regra:

- 0,3% para medição de faturamento
- 0,6% ou 1,2% para medição de controle

Além destas três classes ainda existem TPs de classe 3% sem limite para o erro de fase  $\beta$ .

- Potência térmica nominal

Potência térmica nominal (PTN) é a máxima potência aparente que o TP suporta em regime contínuo.

A ABNT define que: para os TPs pertencentes aos grupos de ligação 1 e 2, que a PTN não deve ser inferior a 1,33 vezes a carga mais alta em VA, referente à exatidão do TP.

$$PTN \geq 1,33 \times P_p \text{ (Grupos 1 e 2)}$$

Para os TPs pertencentes ao grupo de ligação 3, a PTN não deve ser inferior a 3,6 vezes a carga mais alta em VA.

$$PTN \geq 3,6 \times P_p \text{ (Grupo 3)}$$

### ❖ Transformador de Corrente

O enrolamento primário dos TCs é constituído de poucas espiras, sendo o secundário dimensionado para uma corrente nominal padronizada de 5 A, de acordo com a norma NBR

[38]. A Relação de Transformação de um TC ( $RTC$ ) é o quociente entre a corrente primária nominal e a corrente secundária nominal:

$$RTC = \frac{I_{pn}}{I_{sn}} = \frac{I_{pn}}{5}$$

A seguir serão apresentadas as principais características de especificação de Transformadores de Corrente, segundo a NBR [38]:

- Corrente primária nominal e relação de transformação

A corrente primária nominal é escolhida em função da corrente nominal do circuito principal, sendo a relação de transformação:

$$RTC = \frac{I_{pn}}{I_{sn}}$$

A escolha da corrente nominal é baseada na consideração do emprego a ser dado para o TC, a saber:

- Medição: Define-se a corrente nominal em função dos parâmetros de linhas de transmissão, transformadores e barramentos.
- Proteção: Idem medição, porém devem ser verificados outros parâmetros, tais como curto circuito, sensibilidade e requisitos do equipamento de proteção (relés) e feita a adequação para obtenção de relações ótimas.

A corrente secundária nominal é padronizada em 5 A, conforme a Tabela 2:



Corrente primária nominal [A]	Relação nominal	Corrente primária nominal [A]	Relação nominal	Corrente primária nominal [A]	Relação nominal
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	125	25:1	1200	240:1
15	3:1	150	30:1	1500	300:1
20	4:1	200	40:1	2000	400:1
25	5:1	250	50:1	2500	500:1
30	6:1	300	60:1	3000	600:1
40	8:1	400	80:1	4000	800:1
50	10:1	500	100:1	5000	1000:1
60	12:1	600	120:1	6000	1200:1
75	15:1	800	160:1	8000	1600:1

Tabela 2 – Relações nominais do TC.

FONTE: NBR [38]

- Frequência nominal

A frequência nominal no sistema interligado brasileiro é de 60 Hz.

- Carga nominal

A carga nominal de um TC é a máxima carga, em VA, que pode ser ligada ao secundário do TC.

As cargas nominais são definidas conforme a tabela 3:

Designação	Cargas Nominais		Característica a 60 Hz e 5 A		
	$S_{TC}^{NOMINAL}$ [VA]	Fator de Potência	$R_S^{NOMINAL}$ [ $\Omega$ ]	$L_S^{NOMINAL}$ [mH]	$Z_S^{NOMINAL}$ [ $\Omega$ ]
C2,5	2,5	0,90	0,09	0,116	0,1
C5,0	5,0	0,90	0,18	0,232	0,2
C12,5	12,5	0,90	0,45	0,580	0,5
C25	25	0,50	0,50	2,3	1,0
C50	50	0,50	1,0	4,6	2,0
C100	100	0,50	2,0	9,2	4,0
C200	200	0,50	4,0	18,4	8,0

Tabela 3 – Cargas nominais dos TCs.

FONTE: NBR [38]

A definição das cargas a serem supridas pelos TCs depende de cada aplicação específica. Para a medição, basta verificar se a carga imposta ao secundário do TC não ultrapassa a carga máxima permitida pela classe do TC. Esta carga pode ser definida conforme indicado a seguir:

$$S = I_S^2 \cdot Z_{SEC}$$

onde  $I_S$  é a corrente secundária nominal em Amperes e  $Z_{SEC}$  é módulo da impedância do circuito secundário, incluindo instrumentos e condutores de ligação, em ohms.

- Classe de exatidão

Existem dois tipos principais de erros introduzidos pelos TCs, ilustrados na Figura 11:

- Erro de relação: Determina o quanto a relação de transformação real não concorda com a relação de transformação nominal. Para tanto, define-se o Fator de Correção da Relação ( $FCR$ ) dado por:

$$FCR = \frac{K_r}{RTC}$$

onde  $K_r$  é a relação de transformação real e  $RTC$  é a relação de transformação nominal.

- Erro de fase: É o ângulo de fase entre os fasores corrente primária e secundária sendo assim definido:

$$\beta = \angle \bar{I}_p - \angle \bar{I}_s$$

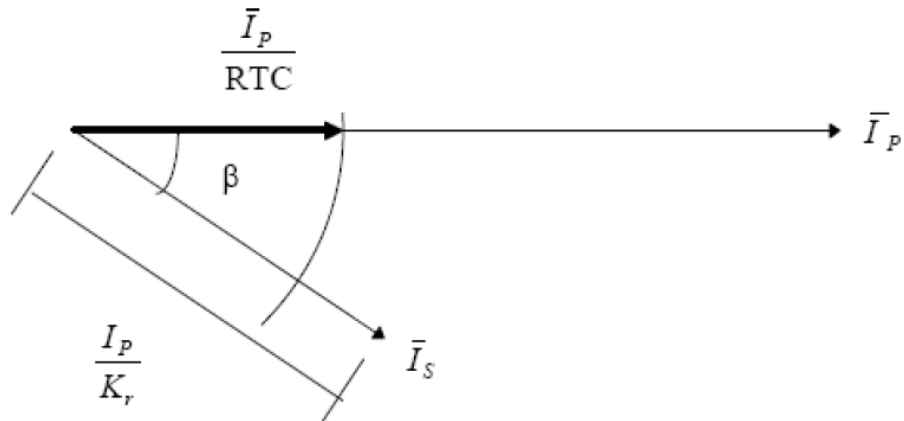
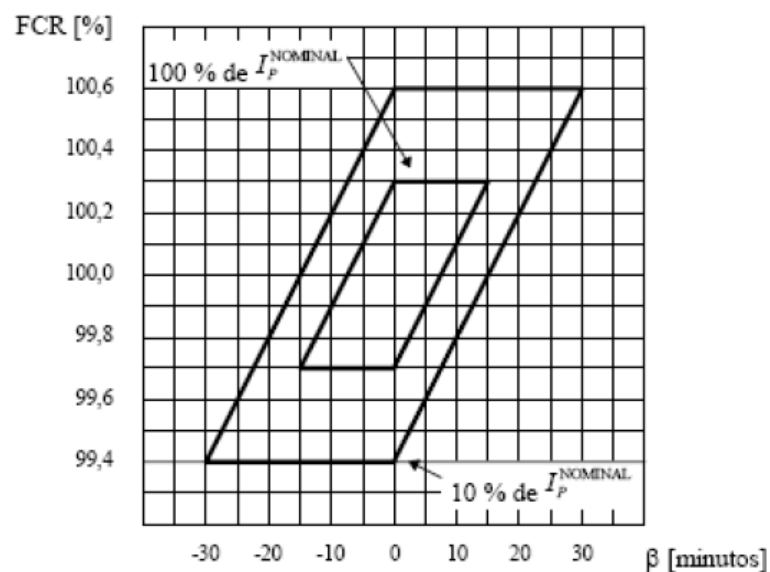


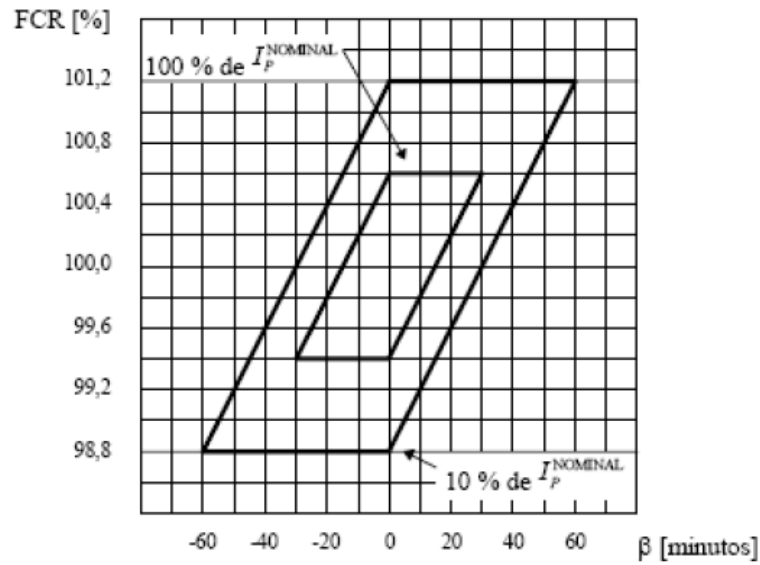
Figura 11: Diagrama fasorial simplificado do TC.

FONTE: NBR [38]

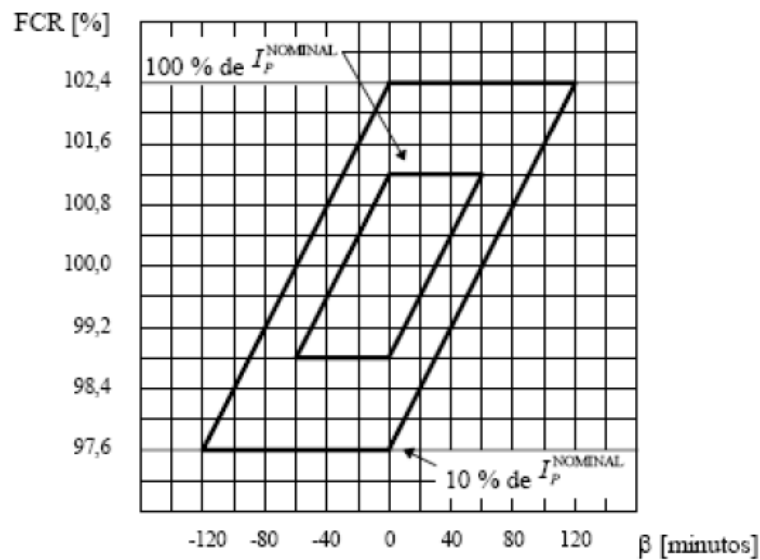
Considera-se que um TC para serviço de medição está dentro de sua classe de exatidão em condições específicas quando, nestas condições, o ponto determinado pelo fator de correção de relação (FCR) e pelo ângulo de fase  $\beta$  estiver dentro dos Paralelogramos de Exatidão especificados na figura 12, correspondentes à sua classe de exatidão, sendo que o paralelogramo interno (menor) refere-se a 100 % da corrente nominal, e o paralelogramo externo (maior) refere-se a 10 % da corrente nominal. No caso do fator térmico nominal do TC ser maior que 1,0 o paralelogramo interno (menor) refere-se também a 100 % da corrente nominal multiplicada pelo fator térmico nominal.



(a) Classe de exatidão 0,3



(b) Classe de exatidão 0,6



(c) Classe de exatidão 1,2

Figura 12: Paralelogramos de exatidão dos TCs.

FONTE: NBR [38]

Deve-se levar em conta que o erro de relação interfere em qualquer tipo de medida (corrente, potência, etc.). Por outro lado, o erro de fase só é importante quando o ângulo do fasor corrente for necessário como é o caso das medidas de  $\cos\phi$ , potência e energia (ativa e reativa).

A definição da classe de exatidão do TC depende da sua finalidade e geralmente segue a seguinte regra:

- 0,3% para medição de faturamento
- 0,6% ou 1,2% para medição de controle

Além destas três classes, ainda existem TC's de classe 3% sem limite para o erro de fase  $\beta$ .

- Fator térmico nominal

O Fator Térmico Nominal ( $FTN$ ) é o fator pelo qual deve ser multiplicada a corrente primária nominal para se obter a corrente primária máxima ( $I_{pmax}$ ) que um TC é capaz de conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados e sem sair fora da sua classe de exatidão.

$$FTN = \frac{I_{pmax}}{I_{pn}}$$

Tanto a classe de exatidão quanto a carga secundária são garantidos para o  $FTN$  especificado. A corrente secundária máxima ( $I_{smax}$ ) é dada por:

$$I_{smax} = FTN \cdot I_{sn}$$

Os valores usuais para  $FTN$ , definidos pela ABNT, são: 1,0 - 1,2 - 1,3 - 1,5 - 2,0

- Corrente térmica nominal

A Corrente Térmica Nominal  $I_{TH}$  é a maior corrente primária que um TC é capaz de suportar durante um segundo (ou outro tempo especificado, usualmente 3 segundos), com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder, em qualquer enrolamento, uma temperatura máxima especificada. A corrente térmica nominal é definida em termos de equação, como:

$$I_{TH} = I_{CC} \cdot \sqrt{t}$$

onde  $I_{CC}$  é a corrente de curto circuito em Amperes e  $t$  é o tempo nominal de duração do curto circuito em segundos. Normalmente os fabricantes indicam a  $I_{TH}$  como múltiplos da corrente primária nominal, estando usualmente esses múltiplos compreendidos entre os valores 50 e 150.

Além dos instrumentos mencionados, o SMF também é composto pelos instrumentos responsáveis pela comunicação entre os agentes, assunto apresentado a seguir.

### **3.6 COMUNICAÇÃO**

A coleta diária e o tratamento dos dados de medição são realizados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica (SCDE) da CCEE. A comunicação entre o SCDE e os medidores deve seguir os procedimentos de rede do ONS [16].

A aquisição dos dados pode ser realizada de forma automática (Coleta Ativa) ou por meio da base de dados do agente (Coleta Passiva). A seguir são apresentados os dois tipos de coleta de dados, segundo o módulo 12 dos procedimentos de rede do ONS [16].

#### **3.6.1 COLETA ATIVA**

A coleta de forma ativa ocorre por meio de uma linha dedicada (*Frame Relay* ou VPN).

A figura 13 apresenta uma arquitetura de comunicação de coleta ativa. A conexão aos medidores ocorre por meio da porta Ethernet de cada medidor. O meio de comunicação é um canal VPN ou *Frame Relay*. O SCDE gerencia a aquisição e a auditoria dos dados.

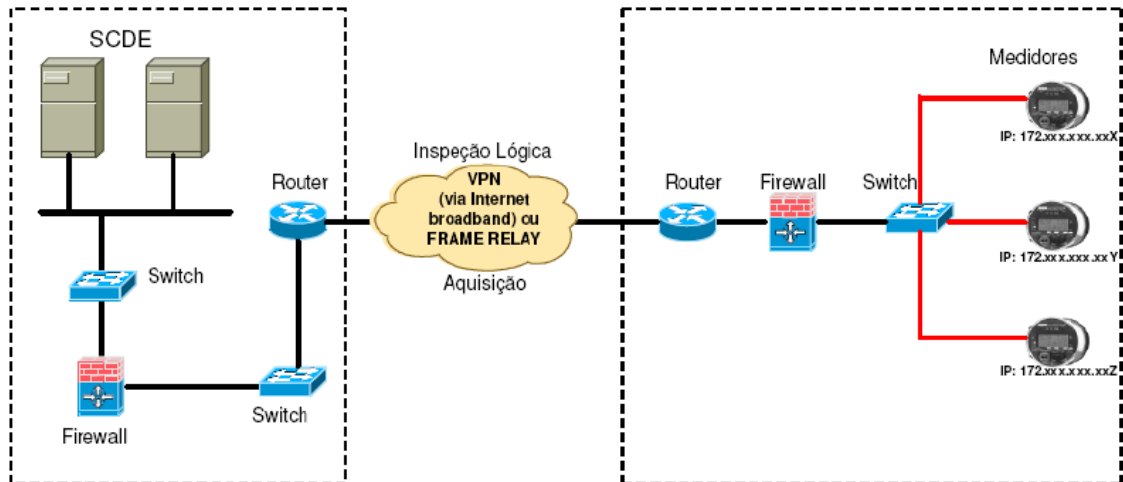


Figura 13 - Arquitetura de comunicação de coleta ativa.

FONTE: ONS [16]

A figura 14 apresenta a conexão aos medidores de energia realizada por meio da porta serial de cada medidor.

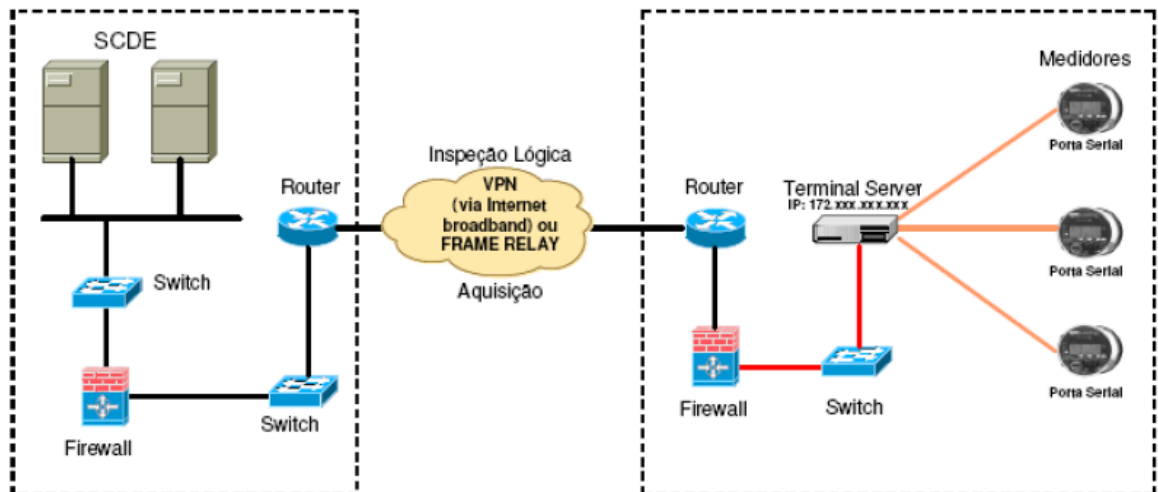


Figura 14 - Coleta ativa por meio da porta serial de cada medidor.

FONTE: ONS [16]

### 3.6.2 COLETA PASSIVA

A coleta passiva remete à utilização de uma Unidade Central de Coleta de Medição (UCM), onde são agregados todos os dados dos medidores do agente e encaminhados à CCEE.

A UCM envia os dados de medição coletados através da internet e o SCDE gerencia a auditoria dos dados por meio do canal VPN ou *Frame Relay*.

A figura 15 apresenta uma arquitetura de coleta passiva em que a conexão aos medidores ocorre através da porta Ethernet de cada medidor.

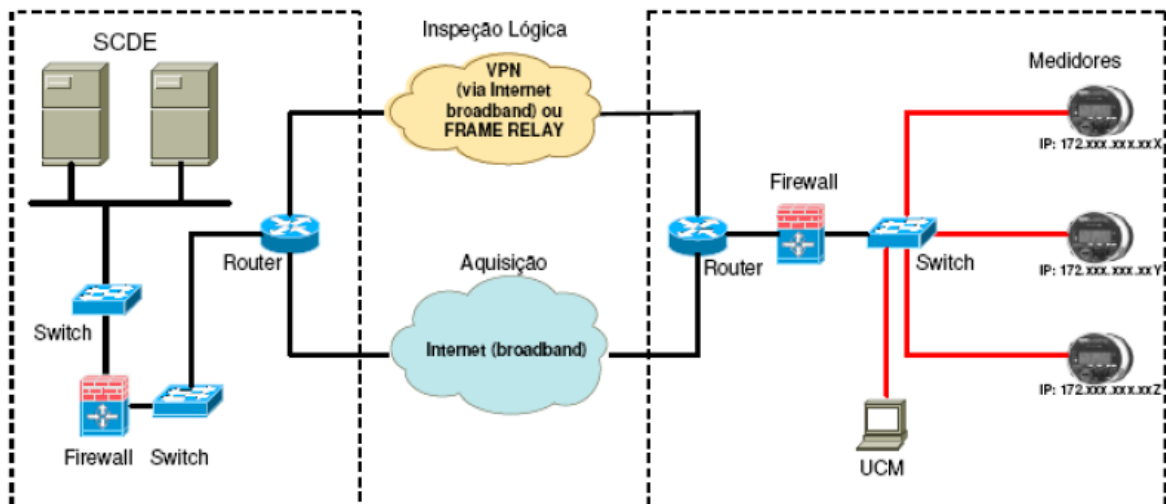


Figura 15 - Arquitetura de comunicação de coleta passiva.

FONTE: ONS [16]

A figura 16 apresenta uma arquitetura de coleta passiva em que a conexão aos medidores ocorre por meio da porta serial de cada medidor.



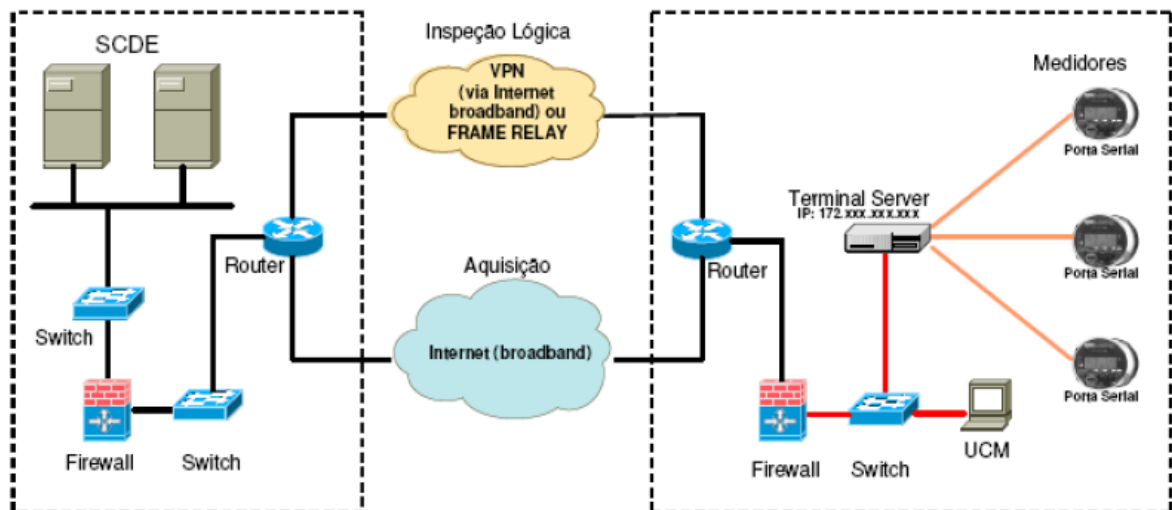


Figura 16 - Coleta ativa por meio da porta serial de cada medidor.

FONTE: ONS [16]

A CCEE tem a responsabilidade de estabelecer o plano de endereçamento TCP/IP e os parâmetros de configuração de VPN para a rede de comunicação do SMF.

### 3.6.3 AQUISIÇÃO DAS LEITURAS

O Sistema de Medição de faturamento deve possibilitar a comunicação remota direta com os medidores, com o objetivo de viabilizar os procedimentos de leitura, fazendo verificações contínuas dos valores registrados e memória de massa, para informações estratégicas do mercado, através da aquisição de leituras em tempo integral.

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.

De forma alternativa, o agente responsável pelo SMF poderá utilizar uma central de aquisição própria. Neste caso deverá ser instalado o software Client SCDE (responsável pela envio dos arquivos XML da central de aquisição do agente para o SCDE) sendo o agente responsável pela geração dos arquivos XML requisitados nos intervalos de coleta definidos. Quando o sistema de medição da CCEE acessar diretamente os medidores, a estrutura de

comunicação deverá permitir o acesso simultâneo da CCEE e dos agentes envolvidos, sem que um prejudique o acesso do outro. Da mesma forma, a topologia de comunicação dos medidores assim como a capacidade do link deverá ser implementada de modo a permitir o acesso simultâneo a todos os medidores da instalação. Medidores que não respeitarem o direito de acesso e todos que estiverem ligados em cascata, splitters ou configurações seriais que criem alguma situação onde a leitura dos demais medidores esteja sujeita a espera de liberação do canal de comunicação não serão aceitos.

#### **3.6.4 CONTROLADOR DE DEMANDA**

No caso em que o consumidor livre possui controlador de demanda é necessário conhecer o modelo do fabricante para que a comunicação entre o medidor e o controlador possa ser estabelecida. O controlador de demanda é um equipamento que verifica a necessidade de se retirar ou não alguma carga elétrica da instalação afim de que a demanda global se mantenha abaixo dos limites de controle pré-estabelecidos.

Durante o projeto deve ser especificado como será feita a ligação do medidor com o respectivo controlador de demanda. O estudo de caso apresentará, como exemplo, a conexão de um medidor ION [39] com um controlador de demanda CCK [40].

## 4. PROSPECÇÃO DO NEGÓCIO E ELABORAÇÃO DO PROJETO

### 4.1 O NEGÓCIO COM O CLIENTE

Para oferecer o serviço de SMF, a empresa precisa contar com marketing e visitas técnicas. Engenheiros eletricitas são requisitados no setor comercial para apresentar propostas técnicas e realizar a prospecção do negócio junto ao cliente.

Como o mercado de energia elétrica é muito abrangente e envolve serviços em um âmbito geral, muitas empresas acabam terceirizando seus serviços. Esse é um caso comum, por exemplo, entre empresas que constroem subestações, onde um sistema de medição precisa ser implantado, necessitando de um serviço especializado. Após a prestação de um serviço de qualidade, a tendência é que uma empresa de SMF responsável volte a ser contratada como terceirizada, estabelecendo um vínculo com a contratante. Dessa forma, a quantidade de projetos de uma empresa (construtora de subestações) implicaria diretamente em projetos para a empresa de SMF em questão, garantindo muitos serviços. Analistas de venda identificam a necessidade do cliente e fazem a interface entre o comprador e o processo a ser vendido. A fim de conhecer o local onde o sistema de medição será implantado, os engenheiros elaboram o chamado *checklist* comercial, documento que contém perguntas relevantes para o projeto como um todo. Algumas informações que devem ser obtidas são referentes à existência de medidores instalados, alimentação auxiliar, controlador de demanda, TCs e TPs, necessidade de instalação de um novo painel de medição, sistema de comunicação disponível, etc.

Essas, entre outras informações, tornam possível a elaboração da proposta técnica comercial, documento que apresenta os materiais e serviços propostos para implementação do sistema requerido.

Uma proposta técnica deve conter os seguintes itens:

- ❖ Escopo de Materiais: Descreve os materiais a serem utilizados no projeto, bem como suas respectivas quantidades.
- ❖ Escopo de Serviços: Descreve os serviços a serem prestados no projeto, juntamente com algumas observações, como por exemplo, os documentos e equipamentos que a contratante deve fornecer.
- ❖ Dados comerciais: Descreve os impostos inclusos, o local e prazo de entrega, o tipo de frete (FOB ou CIF) e as condições de pagamento.
- ❖ Preços: Apresenta o preço total do projeto, subdividido em materiais e serviços.
- ❖ Dados cadastrais da empresa: Localização, Razão Social, Inscrição Estadual, CNPJ, etc.

Para definir o preço global da proposta, é utilizada uma planilha de preços, que contém os preços atualizados dos equipamentos a serem utilizados e os preços dos respectivos serviços. É preciso ainda considerar todos os gastos envolvidos (deslocamento, transporte de material, provisão, comissão interna, gastos administrativos, etc.). Após uma análise minuciosa, a proposta está pronta para passar pela aprovação do cliente. Caso este não esteja satisfeito, a proposta retorna para ser reavaliada, seja em termos técnicos, seja orçamentários. A aprovação da proposta é consolidada com o envio de uma ordem de compra (OC). Essa OC serve como registro de que o projeto foi solicitado e deve ser entregue dentro do prazo estipulado. A partir desse momento o projeto entra no setor de engenharia para ser implementado. Todos os dados obtidos durante as visitas, fotos, registros de conversas (e-mail) e as negociações feitas, bem como a proposta técnica aprovada e sua respectiva ordem de compra devem ser utilizados pelos engenheiros de projeto, para evitar desavenças. Em geral, o balanço do negócio com o cliente pode ser representado conforme a Figura 17.

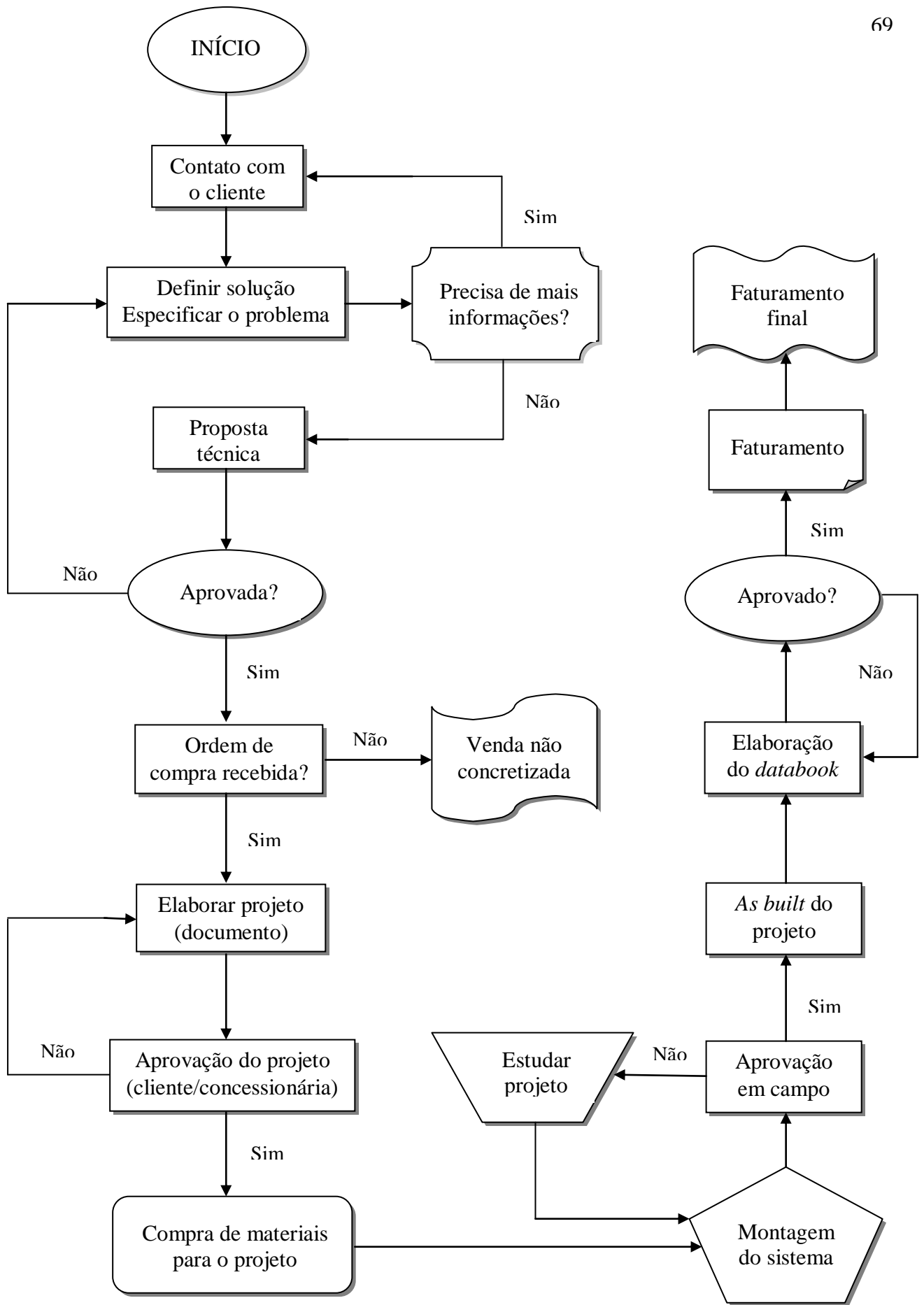


Figura 17 – Processo resumido do negócio com o cliente

## 4.2 A ELABORAÇÃO DO PROJETO

Em geral, para iniciar um projeto de SMF é preciso:

- Diagrama unifilar indicando o local de instalação dos TPs e TCs de medição;
- Dados de placa dos TPs e TCs de medição e relações utilizadas;
- Layout da subestação mostrando local de instalação do painel;
- Dimensional e cor do painel;
- Concessionária aprovadora do projeto;
- Distância entre TPs, TCs e painel;
- Dados de alimentação  $V_{CC}$  e  $V_{CA}$  (tag dos painéis de alimentação e número dos disjuntores);
- Forma de comunicação (nome da rede local onde será implementada a VPN);

Tendo esses dados em mãos, começa-se a desenhar o projeto no software AutoCad.

Ao longo do projeto, mantém-se contato frequente com os engenheiros da contratante, pois, em alguns casos, faz-se necessária a realização de aditivos contratuais (nome dado a um acréscimo no valor do projeto, devido a alterações não previstas anteriormente). Qualquer imprevisto, que não seja de responsabilidade da prestadora de serviços, precisa ser contemplado em aditivos contratuais.

Terminado o projeto, envia-se o mesmo aos responsáveis pela análise da contratante. Se houverem divergências, o projeto retorna para ser revisado. A maioria dos aspectos responsáveis pelo retorno do projeto para a revisão é referente aos requisitos das concessionárias envolvidas. Há muitos detalhes a serem seguidos, e por conta disso, alguns deles acabam passando despercebidos durante a elaboração, seja por falta de experiência com a concessionária, seja por pressa excessiva (demanda elevada de projetos para realizar em curto prazo de tempo).

Uma vez aprovado o projeto, ele passa para a fase de implementação. Essa fase compreende a montagem e instalação de todos os equipamentos envolvidos no projeto. Nesse ponto, o painel precisa estar pronto para ser instalado.

Os materiais necessários para a instalação são comprados pela engenharia. Dentre esses materiais, os mais importantes são os medidores de energia elétrica para faturamento.

Projetos que envolvem obras civis costumam ser mais demorados, prejudicando a agilidade da implementação.

Na prática, nem sempre é possível seguir à risca o projeto. Muitas limitações surgem ao longo da instalação. Por exemplo, se durante a passagem dos cabos foi verificado que é possível fazer outro trajeto que envolve uma distância menor, pede-se a aprovação dos responsáveis para que o sistema seja implementado com divergências em relação ao desenho proposto. Após concluída a instalação e terminado o projeto, realiza-se um *as-built*. Como o próprio nome diz, *as-built* (como construído) são as alterações feitas no desenho do projeto original, em virtude das alterações realizadas em campo. No exemplo citado, o *as-built* modificaria o esquemático do lançamento de cabos da obra.

Existe uma série de documentos que precisam ser reunidos após a finalização de um projeto. Todos os relatórios que foram emitidos, as bases de cálculo (por exemplo: memorial de cálculo de cablagem), os catálogos dos materiais utilizados, entre outros, são agrupados em um único documento denominado *databook*. Um dos documentos mais importantes que constam no *databook* é o memorial descritivo (MD). Nele, são descritas todas as atividades desempenhadas na implementação do projeto, como as instalações nos devidos bornes, a topologia de comunicação utilizada, programação do medidor, etc.

O *databook* é enviado ao cliente após a conclusão da obra. Muitas empresas especificam como deve ser feita a organização do *databook*, e nesses casos, a especificação deve ser fielmente seguida.

## 5. ESTUDO DE CASO

Será detalhado a seguir um projeto de SMF desenvolvido para um consumidor livre atendido em média tensão. Foram adotadas as medidas de omissão do nome da empresa cliente, bem como alteração de alguns dados, para manutenção do sigilo exigido em contrato. O projeto foi desenvolvido na empresa Prolux Engenharia de Sistemas, no ano de 2011.

A proposta, e posterior venda do projeto, surgiu da necessidade do cliente, que estava em processo de construção de uma nova SE.

O projeto completo pode ser visualizado no Apêndice A. Cada folha do projeto corresponde a uma seção. A notação de seções subsequentes com um mesmo número à esquerda (por exemplo, 7.1 e 7.2) serve apenas para indicar uma similaridade de objetivos (por exemplo, apresentar listas e códigos dos materiais).

Conforme recomendações do ONS, o projeto é composto, respectivamente, por:

- ✧ Folha 1.0: Apresenta o título do projeto, fornece dados da empresa cliente, data de realização e número do documento.
- ✧ Folha 1.1: Contém as revisões efetuadas, discriminadas por item.
- ✧ Folha 1.2: Resume a simbologia adotada para os equipamentos e ligações.
- ✧ Folha 2.1: Apresenta o diagrama unifilar da subestação, indicando o ponto de medição, e destacando os dados dos Transformadores para Instrumentos.
- ✧ Folha 3.1: Apresenta o diagrama trifilar de medição, com detalhes de interligações dos medidores com as CAFs, bornes e Transformadores para Instrumentos.
- ✧ Folha 4.1: Apresenta as ligações de alimentação auxiliar de todos os equipamentos compreendidos no painel de medição.
- ✧ Folha 5.1: Contém a planta baixa existente na SE.
- ✧ Folha 6.1: Apresenta a topologia de comunicação utilizada, com as devidas conexões dos aparelhos envolvidos.



- ✧ Folha 7.1: Resume a lista de materiais utilizados, com os respectivos códigos de TAG.
- ✧ Folha 7.2: Contém a lista de plaquetas utilizadas.
- ✧ Folhas 7.3, 7.4 e 7.5: Apresentam os dimensionais e vistas do painel, com os equipamentos devidamente localizados.
- ✧ Folha 8.1: Resume as régua de borne e suas respectivas ligações.
- ✧ Folha 8.2: Apresenta os cabos de comunicação utilizados no projeto.

#### ▪ **Medidores utilizados**

Os medidores (principal e retaguarda) utilizados para o projeto são do modelo ION [39], cujas características, fornecidas pelo fabricante, encontram-se na Figura 18:

Tipo	ION 8600
Ligação	3 fases, 4 fios
Corrente Nominal	5 A
Tensão de entrada	115 V
Carga no circuito de alimentação auxiliar	20 VA
Carga do circuito de corrente	0,5 VA
Carga do circuito de potencial trifásico	0,1 VA

Figura 18 – Medidor principal e retaguarda

#### ▪ **Comunicação**

Para estabelecer a comunicação, o cliente disponibilizará um canal de acesso aos medidores via VPN. Para esta comunicação, será utilizada a porta ethernet dos medidores, que através do switch serão conectados à rede corporativa do cliente, que possibilita o acesso aos medidores pela internet. O cabo ethernet que vai até a rede corporativa passa primeiro por um conversor de ethernet para fibra ótica, devido à distância física da rede ao painel.

O cliente possui um controlador de demanda CCK [40], que deve receber os dados do medidor. Esse controlador possui uma porta de comunicação serial no padrão ABNT [41], onde são informados os pulsos proporcionais ao consumo de energia dentro da janela de 15 minutos de integração, que é o intervalo de tempo para medição da demanda.

Os medidores ION não possuem saída de usuário, portanto precisam ser interfaceados por um equipamento denominado ION CODI, que converte a forma de comunicação Ethernet para o padrão ABNT [41].

O cabo de saída do ION CODI é conectado a um acoplador óptico, que fica situado entre a placa do painel, perfurando-o, para então transmitir o sinal até o controlador de demanda.

As saídas RS 485 dos medidores passarão por um conversor de RS 485 para RS 232, para conexão ao GPS. O GPS será responsável pelo sincronismo dos medidores.

▪ **Equipamentos abrigados no painel e respectivas funções**

Além dos equipamentos de comunicação, o painel abriga uma lâmpada para iluminação; um termostato com uma resistência de aquecimento, responsáveis por manter a temperatura e umidade do painel dentro de limites que não prejudiquem a medição; um transformador de 220V para 127V; um relé para comutação dos contatos que alimentam os medidores, para o caso de falta de energia (conexão ao nobreak); e tomadas auxiliares, como pode ser observado na Folha 4.1 do projeto (Apêndice).

▪ **Cálculo da carga imposta ao TC**

O total de carga dos medidores é:

- 1,0 VA para o circuito de corrente
- 0,2 VA para o circuito de potencial
- 40 VA para o circuito de alimentação auxiliar

Conforme consta no diagrama unifilar, a classe de exatidão do TC é 0,3C25, ou seja, o fabricante garante a exatidão de 0,3% para uma carga imposta ao TC de até 25VA.

O cálculo da carga total imposta é realizado considerando-se:

$$S_{TC} = S_{Med} + S_{Int} + S_{ext} \quad (5.1)$$

Onde:

$S_{TC}$	=	Carga Total Imposta ao TC;
$S_{Med}$	=	Carga do Medidor;
$S_{Int}$	=	Carga dos Cabos Internos ao Pannel;
$S_{ext}$	=	Carga dos Cabos Externos ao Pannel;

O cálculo da carga imposta pelos cabos do circuito interno ao pannel de medição é dado pela equação (5.2).

$$S_{Int} = D_{Int} \times Z_{Int} \times I^2 \quad (5.2)$$

Onde:

$D_{Int}$	=	Distância (em quilômetros) do cabeamento interno ao pannel;
$I$	=	Corrente nominal;
$Z_{Int}$	=	$\rho_{cobre}/S_{cabo}$ ;
$\rho_{cobre}$	=	Resistividade do cobre;
$S_{cabo}$	=	Área da seção transversal do cabo.

$Z_{Int}$  é a impedância por quilômetro do cabeamento interno ao pannel de medição. A norma NBR5410 especifica a impedância de algumas bitolas de cabos, como apresenta a Figura 19.

<b>Cabos de controle multifilares - NBR5410</b>			
Seção 2,5 mm <sup>2</sup>	8,87	+ j 0,15	Ohm/km
Seção 4,0 mm <sup>2</sup>	5,52	+ j 0,15	Ohm/km
Seção 6,0 mm <sup>2</sup>	3,69	+ j 0,14	Ohm/km
Seção 10,0 mm <sup>2</sup>	2,19	+ j 0,14	Ohm/km

Figura 19 – Impedância de algumas seções de cabos de cobre

Para o projeto em questão:

$$D_{Int} = 3 \text{ metros} / 1000 = 0,003 \text{ quilômetros}$$

$$I = 5 \text{ A (valor normalizado pela ABNT)}$$

Utilizando-se o cabo de 4 mm<sup>2</sup>:

$$S_{cabo} = 4 \text{ mm}^2$$

$$Z_{Int} = 5,52 \text{ } \Omega / \text{ km.}$$

Segue que:

$$S_{Int} = 0,003 \times 5,52 \times 5^2 = 0,414 \text{ VA}$$

O cálculo para a carga imposta pelos cabos do circuito externo ao painel de medição é dado pela equação (5.3).

$$S_{Ext} = D_{Ext} \times Z_{Ext} \times I^2 \quad (5.3)$$

Onde:

- $D_{Ext}$  = Distância (em quilômetros) do TC à régua de bornes X1, correspondendo ao cabeamento externo do painel;  
 $I$  = Corrente nominal;  
 $Z_{Ext}$  = Impedância do cabeamento externo ao painel por quilômetro;

Para o projeto:

$$D_{Ext} = 10 \text{ metros} / 1000 = 0,01 \text{ quilômetros}$$

$$I = 5 \text{ A (valor normalizado pela ABNT)}$$

$$S_{cabo} = 4 \text{ mm}^2$$

$$Z_{Ext} = 5,52 \text{ } \Omega / \text{ km.}$$

Segue que:

$$S_{Ext} = 0,01 \times 5,52 \times 5^2 = 1,38 \text{ VA}$$

Assim, temos que a carga total imposta ao TC:

$$S_{TC} = S_{Med} + S_{Int} + S_{ext} = 1 + 0,414 + 1,38$$

$$S_{TC} = 2,794 \text{ VA}$$

Conclusão: A carga total imposta pelos circuitos aos TCs de medição não é superior à carga máxima permitida pelos mesmos, que é de 25 VA. Os cabos utilizados são adequados à aplicação.

- **Cálculo da carga imposta ao TP**

Conforme consta no diagrama unifilar, a classe de exatidão do TP é 0,3P75, ou seja, o fabricante garante a exatidão de 0,3% para uma carga imposta ao TP de até 75VA.

Semelhantemente ao cálculo para o TC, o cálculo da carga total imposta ao TP é realizado considerando-se:

$$S_{TP} = S_{Med} + S_{Int} + S_{ext} \quad (5.4)$$

Onde:

$S_{TP}$	=	Carga Total Imposta ao TP;
$S_{Med}$	=	Carga do Medidor;
$S_{Int}$	=	Carga dos Cabos Internos ao Painel;
$S_{ext}$	=	Carga dos Cabos Externos ao Painel;

O cálculo da carga imposta pelos cabos do circuito interno ao painel de medição é dado pela equação (5.5).

$$S_{Int} = D_{Int} \times Z_{Int} \times I^2 \quad (5.5)$$

Onde:

$D_{Int}$	=	Distância (em quilômetros) do cabeamento interno ao painel;
$I$	=	Corrente nominal;
$Z_{Int}$	=	$\rho_{cobre}/S_{cabo}$ ;
$\rho_{cobre}$	=	Resistividade do cobre;
$S_{cabo}$	=	Área da seção transversal do cabo.

Para o projeto em questão:

$$D_{Int} = 3 \text{ metros} / 1000 = 0,003 \text{ quilômetros}$$

$$S_{cabo} = 4 \text{ mm}^2$$

$$Z_{Int} = 5,52 \text{ } \Omega / \text{ km.}$$

Para o cálculo da corrente, desprezando a queda de tensão, temos:

$$I = \frac{S_{med}}{\sqrt{3} \cdot V_n} \quad (5.6)$$

Onde:

$$S_{med} = \text{Carga do medidor}$$

$$V_n = \text{Tensão nominal}$$

$$I = \frac{40,2}{\sqrt{3} \times 115} = 0,201821572 \text{ A}$$

Portanto, temos que:

$$S_{Int} = 0,003 \times 5,52 \times 0,2018^2 = 0,000674 \text{ VA}$$

O cálculo para a carga imposta pelos cabos do circuito externo ao painel de medição é dado pela equação (5.7).

$$S_{Ext} = D_{Ext} \times Z_{Ext} \times I^2 \quad (5.7)$$

Onde:

- $D_{Ext}$  = Distância (em quilômetros) do TP à régua de bornes X1, correspondendo ao cabeamento externo do painel;
- $I$  = Corrente nominal;
- $Z_{Ext}$  = Impedância do cabeamento externo ao painel por quilômetro;

Para o projeto:

$$D_{Ext} = 10 \text{ metros} / 1000 = 0,01 \text{ quilômetros}$$

$$I = 0,201821572 \text{ A (calculado no item anterior)}$$

$$S_{cabo} = 4 \text{ mm}^2$$

$$Z_{Ext} = 5,52 \text{ } \Omega / \text{ km.}$$

Segue que:

$$S_{Ext} = 0,01 \times 5,52 \times 0,2018^2 = 0,002248 \text{ VA}$$

Assim, temos que a carga total imposta ao TP:

$$S_{TP} = S_{Med} + S_{Int} + S_{ext} = 40,2 + 0,000674 + 0,002248 \cong 40,2 \text{ VA.}$$

Conclusão: A carga total imposta pelos circuitos aos TPs de medição não é superior à carga máxima permitida pelos mesmos, que é de 75 VA.

- Cálculo da queda de tensão:

O cálculo da queda de tensão (considerando um fator de potência de 0,8) é dado por:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times [(r_{ext} \times D_{ext} + r_{int} \times D_{int}) \times 0,8 + (x_{int} \times D_{int} + x_{ext} \times D_{ext}) \times 0,6]$$

Onde:

$\Delta V$	=	Queda de tensão;
$r_{ext}$	=	Resistência do cabeamento externo por quilômetro;
$r_{int}$	=	Resistência do cabeamento interno por quilômetro;
$x_{ext}$	=	Reatância do cabeamento externo por quilômetro;
$x_{int}$	=	Reatância do cabeamento interno por quilômetro;

Para o projeto:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 0,201821572 \cdot 10^{-3} [(5,52 \cdot 10 + 5,52 \cdot 3) \cdot 0,8 + (0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 10) \cdot 0,6]$$

$$\Delta V = 0,020476831 \text{ V}$$

$$\text{Variação da tensão} = 100 \times \frac{\Delta V}{V_n} = 100 \times \frac{0,020476831}{115} = 0,01781\%$$

Resultado: Os condutores utilizados não introduzirão erro superior a 0,05% na medição para fator de potência igual a 0,8.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A elaboração de projetos de sistemas de medição de energia elétrica para faturamento foi especificada no presente trabalho para consumidores livres atendidos em média tensão, mas não se restringe a esse campo de atuação. Clientes conectados à rede básica, concessionárias, unidades geradoras, entre outros, também necessitam de serviços na área de SMF, o que valoriza o profissional que atua nesse mercado.

Tão importante quanto ter os conhecimentos de engenharia necessários para se trabalhar em um projeto é conhecer também os demais fatores que envolvem um negócio, como assuntos administrativos, tratativas com o cliente e, principalmente, organização da equipe de trabalho.

O crescimento de uma empresa implica em uma segmentação da mesma em diversos setores, conferindo diferentes atribuições aos colaboradores, que passam de projetistas a gerentes, coordenadores, entre outros. Executar bem sua função em seu local de trabalho, mas tendo a visão do todo é fundamental para galgar novas posições dentro de uma empresa.

A vantagem de um estudo aliado à prática é justamente o complemento de vários ramos do conhecimento, que não se restringem apenas à engenharia em si. O contato real com o mercado de trabalho envolve circunstâncias, prazos, normas e metas a serem cumpridas. Além do aprendizado com profissionais da área, é natural que o engenheiro tenha contato com pessoas de outros setores, como finanças, departamento de RH, diretoria, ampliando seus horizontes. O desenvolvimento desse trabalho alcançou esses objetivos, uma vez que o projeto apresentou a necessidade de uma visão holística sobre o sistema como um todo, desde a conquista de mercado até o efetivo fornecimento do serviço de engenharia.



## REFERÊNCIAS

[1] BRASIL. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

[2] BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

[3] BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

[4] BRASIL. Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências.

[5] BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências.

[6] BRASIL. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 - DOU 07.10.1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

[7] BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

[8] BRASIL. Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

[9] BRASIL. Lei nº 9.648 de 26 de agosto de 1998. Institui o Operador Nacional do Sistema Elétrico.

[10] BRASIL. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

[11] BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

[12] BRASIL. Decreto nº 774, de 18 de março de 1993. Regulamenta a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

[13] BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

[14] BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

[15] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em maio de 2012.

[16] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Instalação do Sistema de Medição para Faturamento**, 2010.

[17] TOLMASQUIN, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Synergia, 2011.

[18] ABDO, J. M. M. **Estrutura Tarifária e Competição no Setor Elétrico**. In: Palestra Aneel, 2001, Brasília – DF.

[19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Caderno Temático ANEEL, 2005, Brasília – DF.

[20] MC&E; ELEKTRO; ABRADDEE; **Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica: Ajustes e Aprimoramentos dos Procedimentos de Cálculos**, 2009.

[21] ANEEL. Resolução Normativa nº 376, de 25 de agosto de 2009. Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre, e dá outras providências.

[22] FARIA, F. T. **Redução de Custos com Mercado Livre de Energia**. Trabalho de Conclusão de Curso - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.

[23] ANEEL. Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

[24] CHAGAS, E. H. C. **A Medição de Energia Elétrica no Ambiente Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro, contemplando as relações geração-transmissão e transmissão-distribuição**. Dissertação de Mestrado – Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador, Salvador, 2004.

[25] ACTARIS, Medidores Eletrônicos. **Medidores Eletrônicos e Seu Valor Agregado**. Apresentação de slides, 2008.

[26] CAPETTA, D. **Sistemas de Medição para Faturamento e o Mercado de Energia Elétrica: Uma Visão Crítica do Referencial Regulatório**. Dissertação de Mestrado – Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

[27] DNAEE. Portaria nº 80, de 20 de Maio de 1985.

[28] BARONI, A.; MORETTI, Y. C. **Análise dos Impactos da Implantação do Sistema Automático de Medição para a Contabilização do Mercado de Energia**. Monografia apresentada ao Curso de MBA em Energia do PECE/EPUSP, 2007.

[29] ANEEL. Resolução nº 264, de 13 de agosto de 1998. Estabelece as condições para Contratação de Energia Elétrica por Consumidores Livres.

[30] ANEEL. Resolução nº 344, de 25 junho de 2002. Fixa as datas limite para entrada em operação comercial do sistema de medição de faturamento de energia elétrica e estabelece a responsabilidade pela respectiva implementação.

[31] ANEEL. Resolução Normativa nº 67, DE 8 DE JUNHO DE 2004. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências.

- [32] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 14519:2011. Medidores eletrônicos de energia elétrica — Especificação.
- [33] INTERNATIONAL STANDARD. IEC 62053-22. Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S).
- [34] Painel ou Cubículo de Medição. Disponível em: <<http://www.prolux-engenharia.com.br>>. Acesso em maio de 2012.
- [35] Chave de Aferição. Disponível em: < <http://www.farcel.com.br>>. Acesso em maio de 2012.
- [36] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6546:1992. Transformadores para Instrumentos.
- [37] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6855:1992. Transformador de Potencial Indutivo – Especificação.
- [38] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6856:1992. Transformador de Corrente – Especificação.
- [39] Schneider Eletric, Power Logic ION 8600. User Guide, 2009.
- [40] CCK Automação LTDA, CCK 6700. Catálogo, 2011.
- [41] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 14522:2008. Intercâmbio de Informações para Sistemas de Medição de Energia Elétrica.
- [42] SANTANA, E. **A estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

APÊNDICE:

PROJETO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA  
FATURAMENTO DESENVOLVIDO PARA CONSUMIDOR LIVRE ATENDIDO EM  
MÉDIA TENSÃO

# SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

2									
1									
0	EMISSÃO INICIAL								
REV.	DESCRIÇÃO DA REVISÃO	ELAB.	VERIF.	APROV.	DATA				



**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

CLIENTE:

TÍTULO:

ENDEREÇO DO PROJETO:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

CAPA

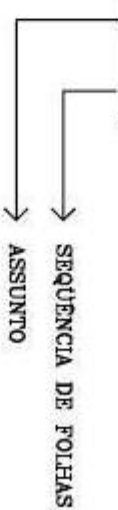
RESPONSÁVEL:	DATA:	ESCALA: S/ESC.	Nº PROLUX: PR-204.113.2011	REV.:	Nº FOLHA:
				0	0.1

## ÍNDICE DE REVISÕES

FL.No	TÍTULO	REVISÃO							
		0	1	2	3	4	5	6	7
1.1	ÍNDICE DE REVISÕES	X	-	-	-	-	-	-	-
1.2	SIMBOLOGIA	X	-	-	-	-	-	-	-
2.1	DIAGRAMA UNIFILAR SE	X	-	-	-	-	-	-	-
3.1	TRIFILAR DE MEDIÇÃO	X	-	-	-	-	-	-	-
4.1	ALIMENTAÇÃO AUXILIAR	X	-	-	-	-	-	-	-
5.1	LAYOUT DA SUBESTAÇÃO	X	-	-	-	-	-	-	-
6.1	TOPOLOGIA DE COMUNICAÇÃO	X	-	-	-	-	-	-	-
7.1	LISTA DE MATERIAS	X	-	-	-	-	-	-	-
7.2	LISTA DE PLAQUETAS	X	-	-	-	-	-	-	-
7.3	DIMENSIONAL-1	X	-	-	-	-	-	-	-
7.4	DIMENSIONAL-2	X	-	-	-	-	-	-	-
7.5	DIMENSIONAL-3	X	-	-	-	-	-	-	-
8.1	RÉGUA DE BORNES	X	-	-	-	-	-	-	-
8.2	CABOS DE COMUNICAÇÃO	X	-	-	-	-	-	-	-

## CÓDIGO DE NUMERAÇÃO DAS PÁGINAS

1.2



- |   |                          |
|---|--------------------------|
| 0 | CAPA                     |
| 1 | ÍNDICE                   |
| 2 | DIAGRAMAS UNIFILARES     |
| 3 | DIAGRAMAS TRIFILARES     |
| 4 | SERVIÇOS AUXILIARES      |
| 5 | ARREANJO DE EQUIPAMENTOS |
| 6 | FUNCIONAL DE COMUNICAÇÃO |
| 7 | DIAGRAMAS ESTRUTURAIS    |
| 8 | ESQUEMAS INTERNOS        |

Ciente:



**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

Título:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO













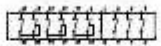




Escala:  
S/ESC.

Desenho: Prolux:  
PR-204.113.2011

Rev. Folha:  
0 1.1

ÍNDICE DE REVISÕES

# SIMBOLOGIA

SÍMBOLO	DESIGNAÇÃO	SÍMBOLO	DESIGNAÇÃO	SÍMBOLO	DESIGNAÇÃO
	Transformador de Potencial		Terra		Microinterruptor
	Transformador de Corrente		Fusível		Botoneiro
	Disjuntor		Lâmpada		
	Chave Seccionadora		Disjuntor Monopolar		
	Transformador de Potência		Disjuntor Bipolar		
	Chave de Arrefido		Ventilação		
	Disjuntor monopolar com contacto auxiliar		Relé Auxiliar com dois contactos auxiliares		
			Tomada		

Ciente:

Título:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

SIMBOLOGIA



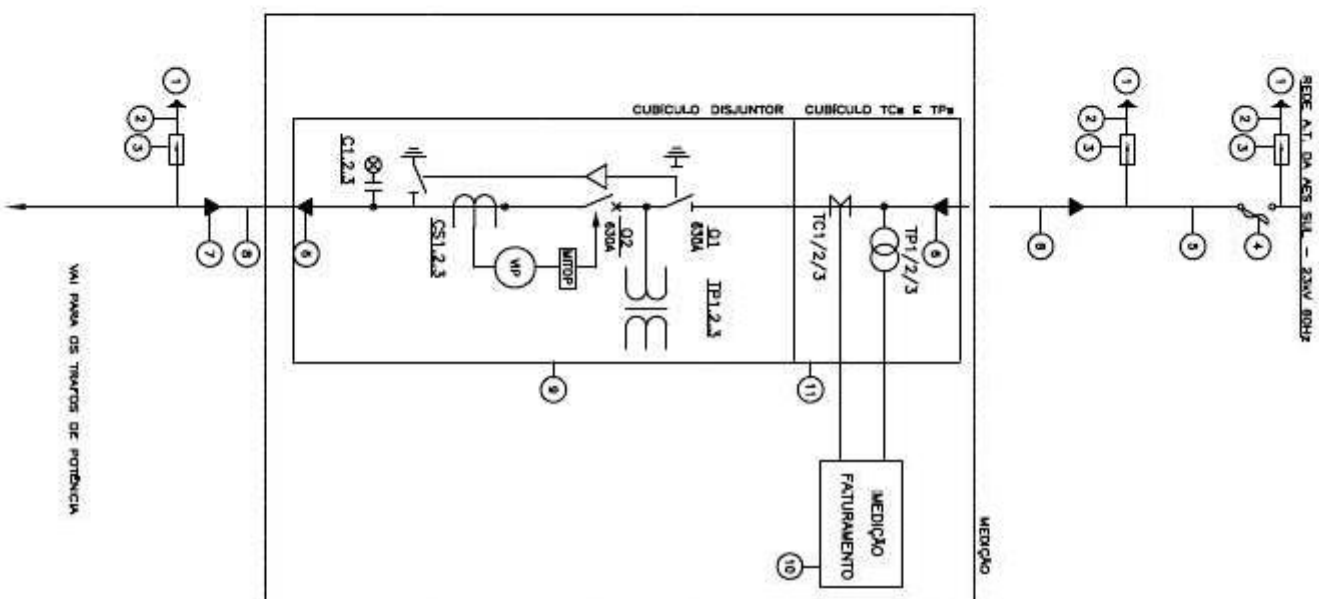
**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

Escala: S/ESC. Desenho: Prolux: PR-204.113.2011

Rev: 0 Folha: 1.2



# DIAGRAMA UNIFILAR SE



- ① - HAFTE DE AÇO-CONECÇÃO ESTABOUM (ATERRAMENTO)
- ② - CABO DE COBRE Nº 350mm² (ATERRAMENTO)
- ③ - PRA-ANCHO TP's MEDIDOR NÃO LIGADO COM ISOLAMENTO AUTOMÁTICO, CONECTE NORMAL DE 50A E TORÇÃO NORMAL DE 21V
- ④ - DRIVE SECCIONADORA EM POSIÇÃO DISTANTE
- ⑤ - CABO DE ALUMÍNIO Nº 150 (LARG)
- ⑥ - TERMINAL, TRANSCONTOCTA PARA CABO DE COBRE # 25mm² (LARG INTENSO)
- ⑦ - TERMINAL, TRANSCONTOCTA PARA CABO DE COBRE # 25mm² (LARG EXTENSO)
- ⑧ - CABO DE COBRE UNIFILAR Nº 25mm² COM ISOL. EM PVC 250V
- ⑨ - CUBÍCULO COM DISJUNTOR, CARACTERÍSTICAS CONFORME NORMAL, DESEMNIO
- ⑩ - CASA PARA ABRIGO DOS MEDIDORES DA COMERCIALIZADORA (GRATUITO)
- ⑪ - CUBÍCULO DE ENTRADA CONTENDO ESPALHADORES PARA A RECORTE DA AT (TP's E TC's) COM DERIVAÇÃO INDICADA PARA CUBÍCULO DO DISJUNTOR (SEM MEDIDOR DISTANTE)

Fabricante: Dadoes TC's: AREVA  
 Tipo: GEC ALSTHOM  
 Classe de Exatidão: SC-24  
 Relógio dos Enrolamentos: 0,3X12,5/0,8C75  
 1000,5 A 23000-115 V

Ciente:

Título:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

DIAGRAMA UNIFILAR SE



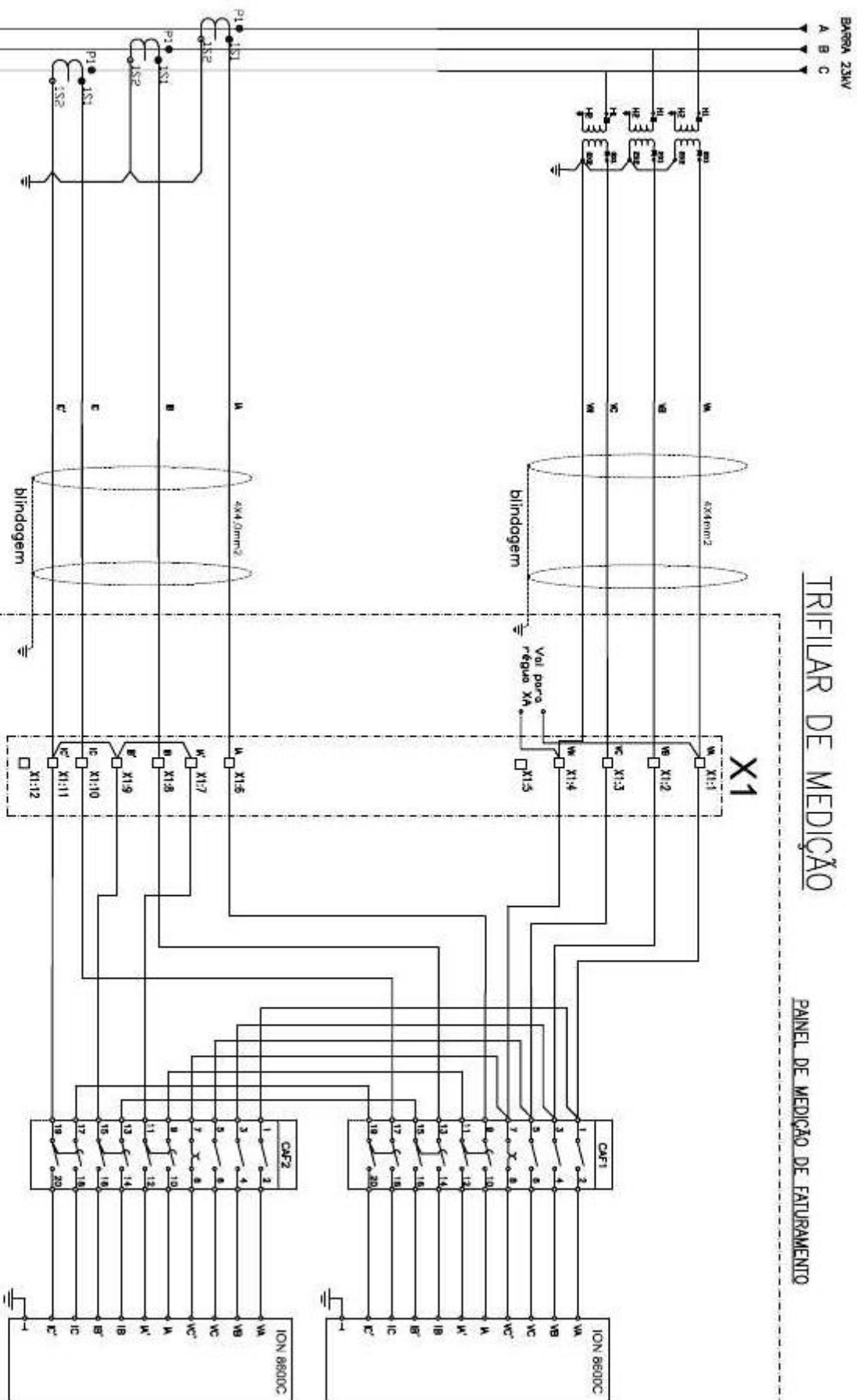
**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

Escala: S/ESC. Desenho: PR-204.113.2011

Rev. 0  
Folha 2.1

# TRIFILAR DE MEDIÇÃO

## PAINEL DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO



BARRA 23kV  
 A B C  
 A B C  
 VM PARA DISJUNTOR GERAL

Cliente:

Título:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

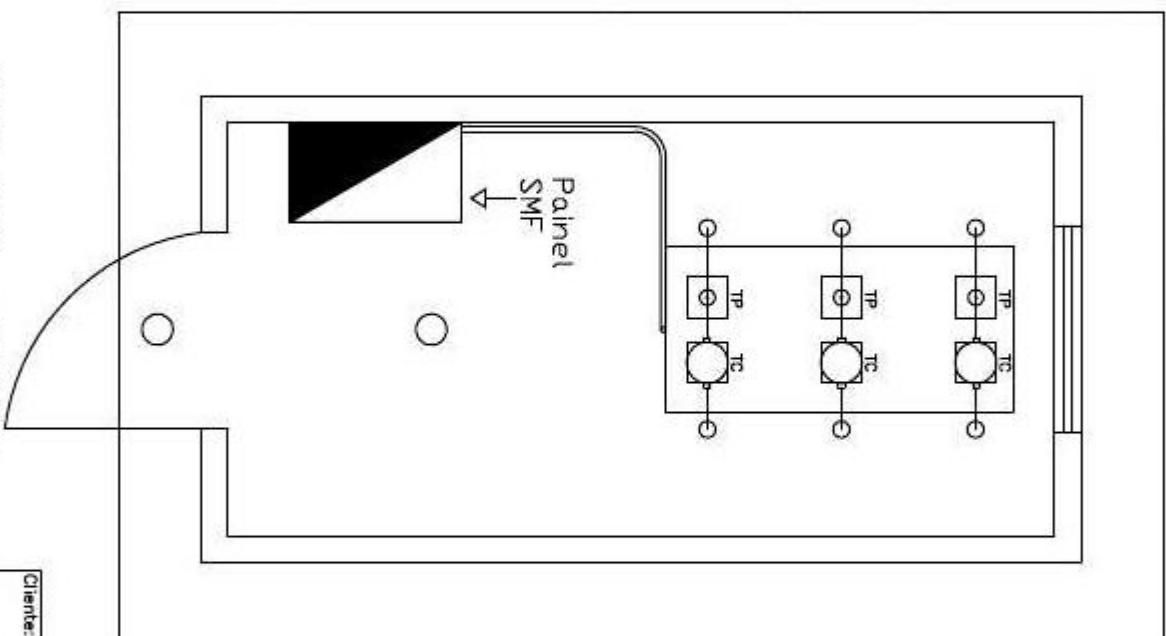


Escola: Desenho Prolux: PR-204.113.2011  
 S/ESC.

Rev. Folha  
 0 3.1



# LAYOUT DA SUBESTAÇÃO



PLANTA BAIXA – EXISTENTE

Cliente:

Título:

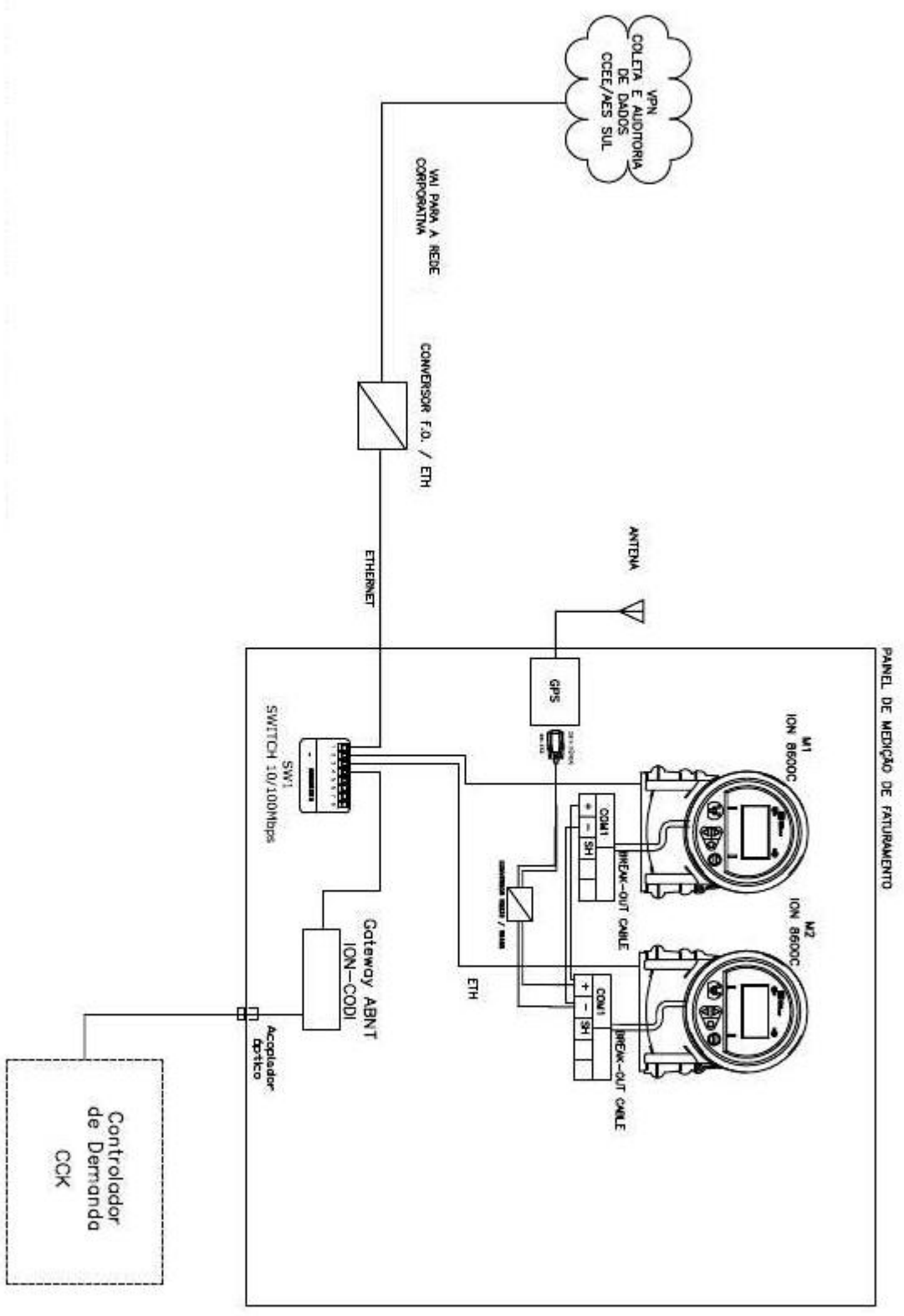
SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO



**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

Escala: S/ESC. | Desenho: Prolux: PR-204.113.2011 | Rev. Folha: 0 5.1

# TOPOLOGIA DE COMUNICAÇÃO



Cliente: \_\_\_\_\_ Título: SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO



Escala: \_\_\_\_\_ Desenho: Prolux: PR-204.113.2011 Rev. Folha: 0 6.1

## TOPOLOGIA DE COMUNICAÇÃO

## LISTA DE MATERIAIS

ITEM	QDT	TAG	
01	01	K1	Relé auxiliar, 03 contatos NAF, alimentação auxiliar 125Vcc, COD. MT 321125 com base MT 78740 – SCHRACK
02	06	TL2,3,4,5,6	Tomada universal, Sistema X, 2P+T, 10-15A/250V, PRIME ou similar
04	10	Q1,Q2,Q3,Q4,Q5,Q6	Mini-disjuntor termomagnético monopolar, corrente nominal 10A, tipo S61, ABB ou similar
05	02	CAF1 CAF2	Chave de aferição, 3 pólos duplos de corrente, seccionáveis, para 5A, 4 pólos simples de potencial para 115V, instalação de sobrepor, modelo BTS B02 – V.33 600V/20A, FARCEL ou similar
06	02	M1 M2	Medidor de Energia ION, com base tipo socket, modelo 8600C, SCHNEIDER Nº Serial principal: Nº Serial retaguarda:
07	05	X1	Conector de pas. p/cabos até 6mm <sup>2</sup> , 750V, ST5P, conec. alhal – CONEXEL – Tensão
08	07	X1	Conector de pas. p/cabos até 6mm <sup>2</sup> , 750V, ST5PV2, conec. alhal – CONEXEL – Corrente
09	07	XA	Conector de pas. p/cabos até 2,5mm <sup>2</sup> , 750V, SAK2.5 CONEXEL ou Similar
10	01	LP1	Lampada incandescente 60W 127 Vca – GE ou similar
11	01	MS1	Microrruptor 1 NA 15A 250 Vca – Série M3 – KAP ou SIMILAR
12	01	TERRA	Barra de Cobre chata, para aterramento interno, dos equipamentos do painel
13	01	ION-CODI	Gateway ABNT para medidores ION (Conversor de Protocolo), Gateway ION-CODI, SCHNEIDER
14	01	TE1	Termostato – Modelo KTO111 – STEGO ou Similar
15	01	RA1	Resistência de Aquecimento 110Vca/150W – CASA DAS RESISTÊNCIAS ou Similar
16	01	SW1	Switch Ethernet 10/100Mbps, Modelo DES-1008D, D-LINK ou Similar
17	01	NO-BREAK	No-Break 110Vca/110Vca para alimentação ininterrupta, que garanta a carga de 40VA durante 48H.
18	01		Conj. Grelha+filtro 15x15cm Tasco
19	01	GPS	GPS REASON RT420 ou Similar

Cliente:

Título:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO



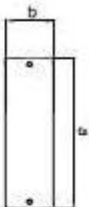
Escala: S/ESC.

Desenho Prolux: PR-204.113.2011

Rev. 0  
Folha 7.1

LISTA DE MATERIAIS

## LISTA DE PLAQUETAS



MEDIDAS EM MILIMETROS

DIMENSÕES	PLAQUETAS TIPO			
	A	B	C	D
a	100	60	40	90
b	50	20	15	50

### PLAQUETA DE ACRÍLICO

FUNDO:  PRETO  BRANCO

LETRAS:  PRETA  BRANCA

APARAFUSADA

AUTO-ADESIVA

REBITE PLÁSTICO



PLAQUETA TIPO "D"

## LISTA DE PLAQUETAS

POSICÃO	TIPO	QT	1ª LINHA	2ª LINHA	3ª LINHA
A	01		SISTEMA DE MEDIÇÃO	DE FATURAMENTO	
C	01		M1-P	-	-
C	01		M1-R	-	-
C	01		CAF1	-	-
C	01		CAF2	-	-
C	01		01	-	-
C	01		02	-	-
C	01		03	-	-
C	01		04	-	-
C	01		05	-	-
C	01		06	-	-
C	01		T-1	-	-
C	01		T-2	-	-
C	01		T-3	-	-
C	01		T-4	-	-
C	01		T-5	-	-
C	01		T-6	-	-
C	01		TERRA	-	-
C	01		K1	-	-
C	01		L1	-	-
C	01		SV1	-	-
C	01		NDREAK	-	-

## LISTA DE PLAQUETAS

POSICÃO	TIPO	QT	1ª LINHA	2ª LINHA	3ª LINHA
C	01		MSI	-	-
C	01		TEI	-	-
C	01		XI	-	-
C	01		XA	-	-
C	01		RAI	-	-
C	01		DN-CDDI	-	-
C	01		GPS	-	-

FORMATAÇÃO DAS ANILHAS

X.Y

→ NÚMERO DO BORNE

→ NOME DO EQUIPAMENTO

Cliente:

Título:

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO



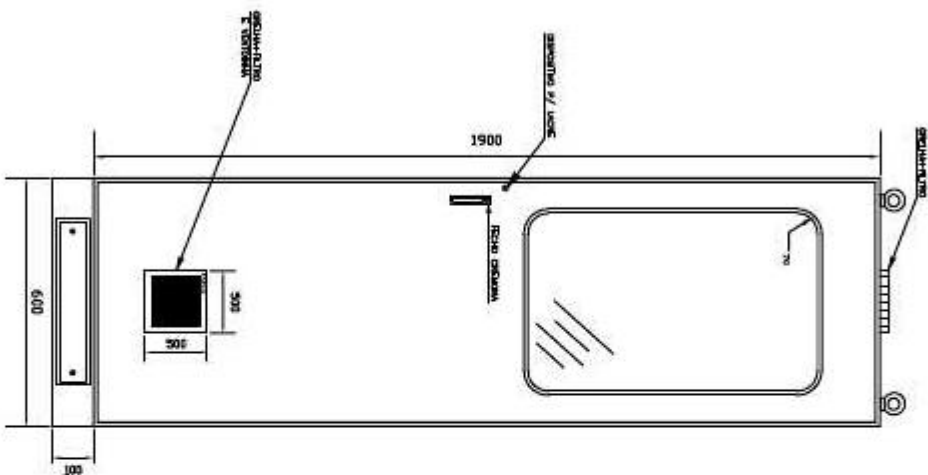
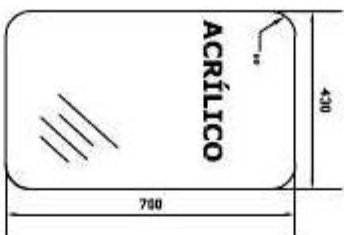
ENGENHARIA DE SISTEMAS

LISTA DE PLAQUETAS

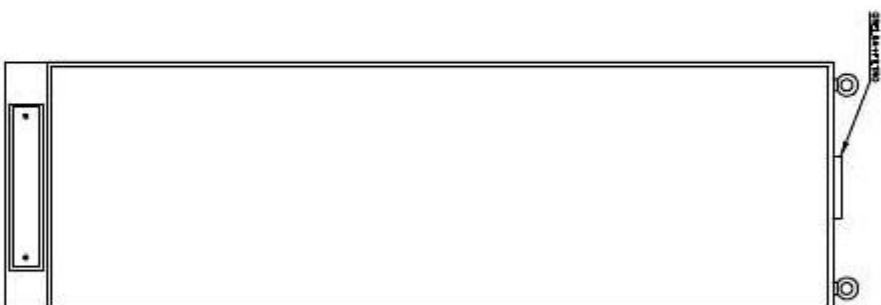
Escala: S/ESC. Desenho: PR-204.113.2011

Rev. 0 Folha 7.2

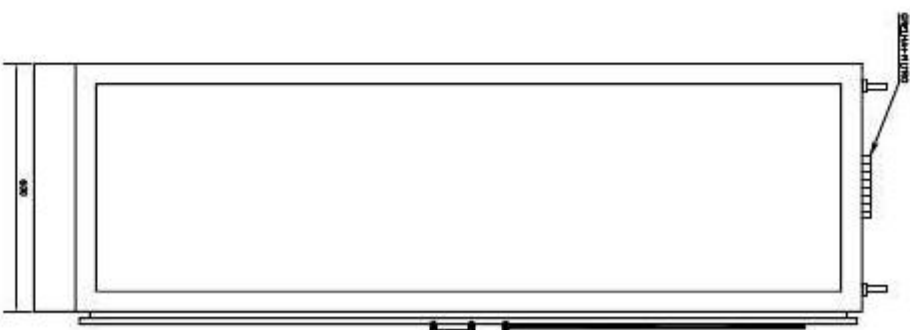
## DIMENSIONAL - 1



**VISTA FRONTAL  
(EXTERNA)**



**VISTA POSTERIOR  
(EXTERNA)**



**VISTA LATERAL  
(EXTERNA)**

**NOTAS:**

- CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS:**
- Grupo de aço carbono, IP-34, pintura em pó poliéster cor Cinza Munsell No.5, espessura seca 80 microns
  - Dimensões 2000 x 800 x 600 mm (A x L x P)
  - Placa de montagem cor lacra Munsell 2,5 YR 6/14
  - Estrutura do Painel #2,25 mm, fechamento Lofred #1,9 mm, Tampa superior e inferior #1,9mm, porta diâmetro #1,9mm
  - Porta com acrílico 4mm
  - Feito Oremona com chave.

Cliente: **CONSTRUTORA GAMA**

Título:

**PAINEL DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO**



**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

Escala:  
S/ESC.

Desenho Prolux:  
PR-204.113.2011

DIMENSIONAL - 1

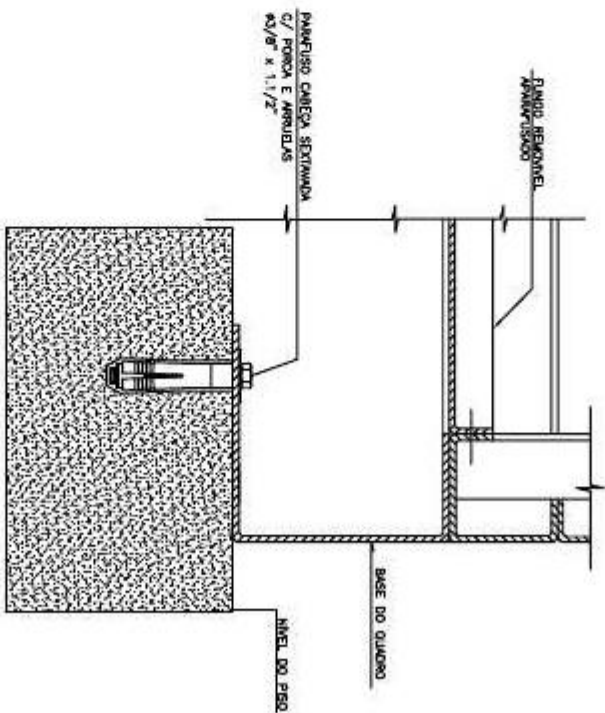
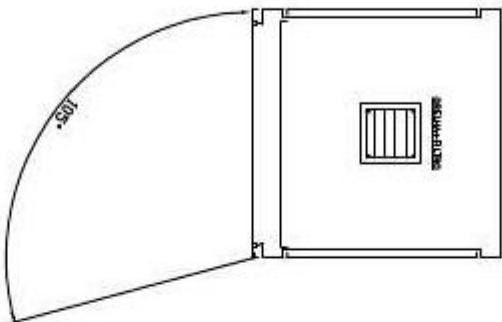
Rev. Folha  
0 7.3



## DIMENSIONAL - 2

### DETALHE DE FIXAÇÃO

SEM ESCALA



### NOTAS:

#### CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS:

- Chapa de aço carbono, IP-54, pintura em pó poliéster cor Chapa Mural 16,5, espessura seca 80 microns.
- Dimensões 2000 x 800 x 600 mm (A x L x P)
- Placa de montagem cor Mural Mural 2,5 VR 8/14
- Estrutura do Painel 22,25 mm, fechamento lateral 11,8 mm, Tampa superior e inferior 11,8mm, porta dentado 11,8mm
- Porta com acrílico 4mm
- Fecho Cremone com chave.

Cliente:

Título:

PAINEL DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

DIMENSIONAL - 2



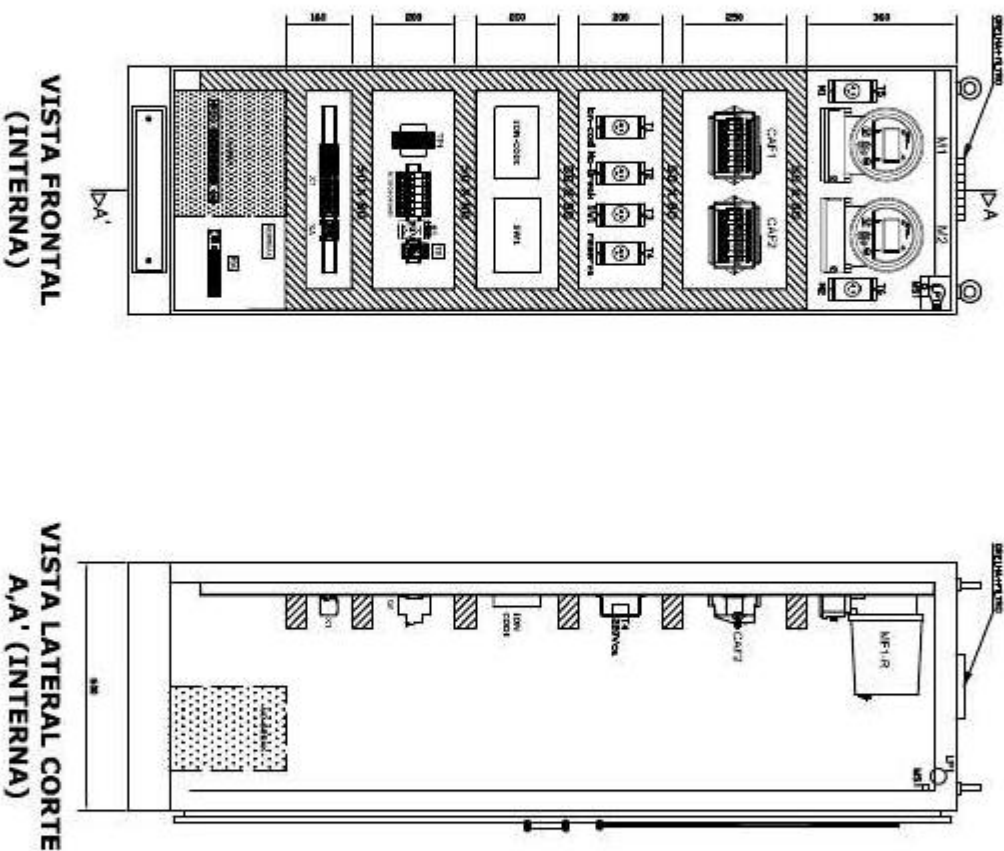
**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS

Escola:  
S/ESC.

Desenho: Prolux:  
PR-204.113.2011

Rev. Folha  
0 7,4

## DIMENSIONAL - 3



**NOTAS:**

- CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS:**
- Grupo de aço carbono, P-54, pintura em pó poliéster cor Cinza Marsel N8.5, espessura seca 80 microns.
  - Dimensões 200 x 600 x 600 mm (A x L x P)
  - Placa de montagem cor Inoxidável 2,5 TR 6/14
  - Estrutura do Painel #2,25 mm, isolamento lateral #1,9 mm, Tampa superior e inferior #1,9mm, porta diâmetro #1,9mm
  - Furo com derivação livre
  - Feito Gramado com chave.

 <p><b>PROLUX</b> ENGENHARIA DE SISTEMAS</p>	Cliente: _____	Título: <b>PAINEL DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO</b> DIMENSIONAL - 3
Escala: S/ESC.	Desenho Prolux: PR-204.113.2011	Rev. Folha 0 7.5

## RÉGUAS DE BORNES

### RÉGUA DE ENTRADA DE TENSÃO E CORRENTE

ORIGEM	DESTINO
SINAIS DE TENSÃO	
VA	CAF1-1 / VA
VB	CAF1-3 / VB
WC	CAF1-5 / WC
VN	CAF1-7 / VN
TP'S FL 3.1	
1	CAF1-9 / IA
2	CAF2-11 / IA'
3	CAF1-13 / IB
4	CAF2-15 / IB'
5	CAF1-17 / IC
6	CAF2-19 / IC'
7	
8	
9	
10	
11	
12	
SINAIS DE CORRENTE	
IA	
IB	
IC	
IC'	
TC'S FL 3.1	
X1	

### RÉGUA PARA SERVIÇOS AUXILIARES

ORIGEM	DESTINO
DJ1	
F	TRAF0-1
N	TRAF0-2
F	Q1-1
N	T1-2 / K1-14 / K1-A1
F	K1-22
N	K1-12
TP FASE A	
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
XA	

Ciente: \_\_\_\_\_  
 Titulo: SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

#### RÉGUA DE BORNES



Escala: S/ESC. Desenho: PR-204.113.2011

Rev. Folha: 0 8.1

# CONECTOR DE COMUNICAÇÃO - ION SÉRIE 8000 - MICROFIT 24 VIAS (FÊMEA)

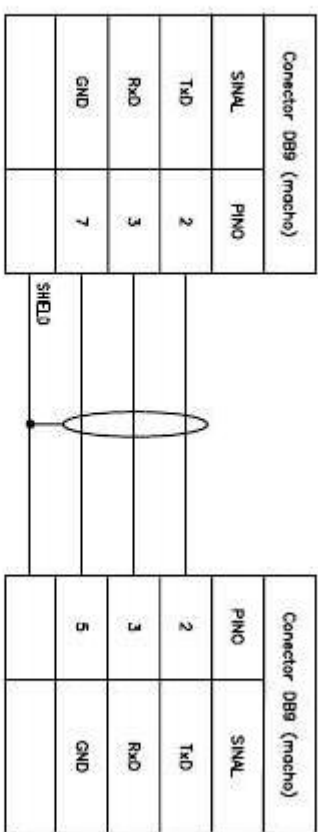
# CABO FAX/MODEM PARA CONVERSOR RS-232C/RS-485

Pinagem do CON2 Data or COM4 Data - (Ver. 04/04)

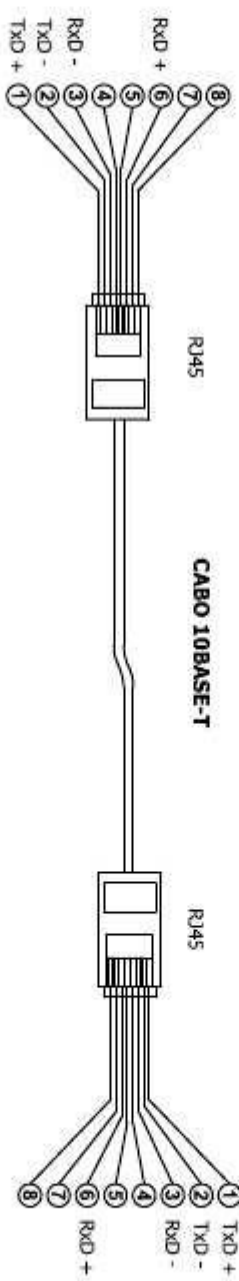
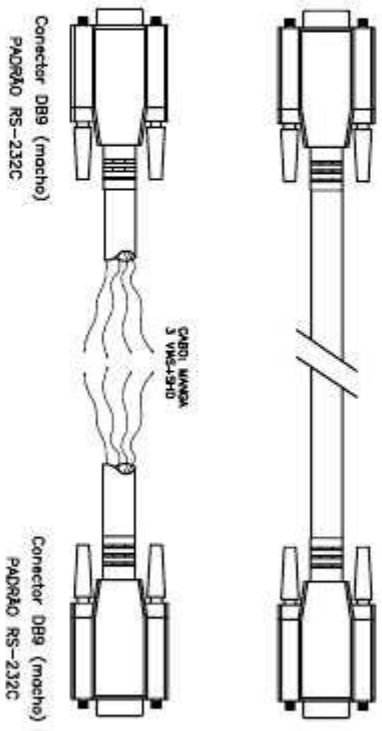
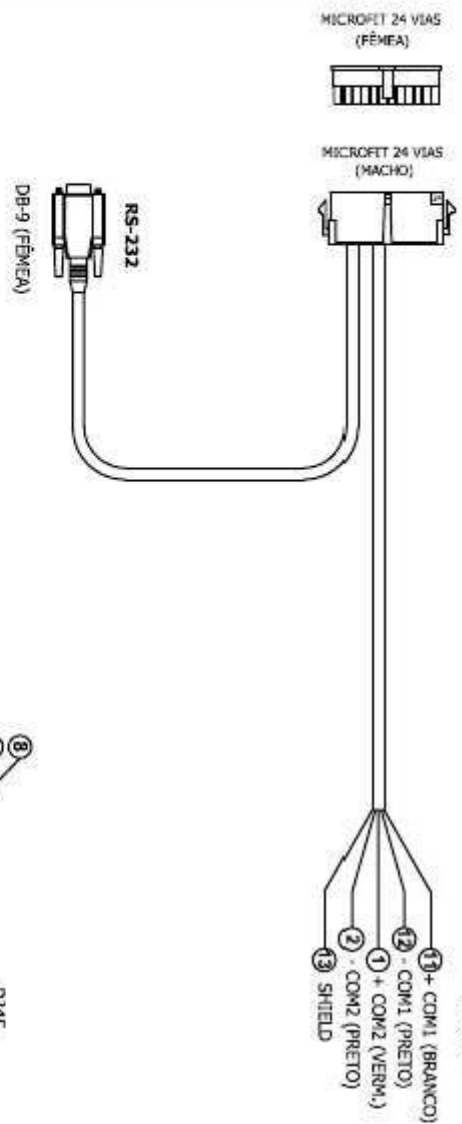
Pinagem para os Equip. (Identificação)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Microfit COM1 RS-232 CTS	Microfit COM1 RS-232 RTS	Microfit COM1 RS-232 DTR	Microfit COM1 RS-232 RING	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD	Microfit COM1 RS-232 TXD	Microfit COM1 RS-232 RXD

- Notas:**
- 1) Se a porta COM4 estiver presente, pinos 1 e 2 são COM4; se COM4 e o modem interno não estiverem presentes estes pinos serão COM2.
  - 2) O comprimento máximo do break-out cable é 1,5 metros.



## CONEXÃO AO BREAK-OUT CABLE - ION SÉRIE 8000



Cliente: \_\_\_\_\_

Título: SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

CABOS DE COMUNICAÇÃO

Escola: S/ESC. PR-204.113.2011

Desenho: Prolux

Rev. 0

Folha 8,2

**PROLUX**  
ENGENHARIA DE SISTEMAS