

LIMERCÍ APARECIDO GASPARETO

**CARGAS DE SERVIÇOS AUXILIARES DE
SUBESTAÇÕES DE REDE BÁSICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA MBA-SE 1/16.

Orientador: ANDRIEI JOSÉ BEBER, DR.

LIMERCI APARECIDO GASPARETO

CARGAS DE SERVIÇOS AUXILIARES DE SUBESTAÇÕES DE REDE BÁSICA

ANDRIEI JOSÉ BEBER, DR.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA MBA-SE 1/16.

CURITIBA – PR
2018

O Trabalho de Conclusão de Curso

CARGAS DE SERVIÇOS AUXILIARES DE SUBESTAÇÕES DE REDE BÁSICA: FONTE DE ENERGIA PROVENIENTE DE DISTRIBUIDORA

Elaborado por Limerici Aparecido Gaspareto e aprovado pela Coordenação Acadêmica, foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Andriei José Beber, DR.

A Deus por ter me dado saúde e força para concluir este MBA, a minha esposa e meus filhos que são as pessoas mais importantes da minha vida, pois estão sempre comigo nos momentos difíceis e nos momentos de maiores alegrias, aos meus pais e irmãos.

Agradecimentos

A Copel Geração e Transmissão que me concedeu o auxílio educação para complementar o investimento na minha capacitação no MBA do Setor Elétrico do ISAE/FGV, aos Departamentos de Transmissão Norte, Leste e Centro Sul e a Superintendência de Transmissão de Energia, aos empregados Danilo de Ávila, Frank Toshioka, Nicolas Junqueira de Carvalho, Rodrigo de Oliveira Zanin e Rubens Mazonotti Junior, que deram todo apoio técnico para este trabalho e possibilitaram sua aplicação prática.

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Copel Geração e Transmissão S.A., foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Londrina 21 de julho, de 2018

Limerci Aparecido Gaspareto

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Limerci Aparecido Gaspareto, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE/FGV, no período de novembro de 2016 a agosto de 2018, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Cargas de Serviços Auxiliares de Subestações de Rede Básica, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 21 de julho de 2018

Limerci Aparecido Gaspareto

LISTA DE SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

AES SUL - AES Sul Distribuidora de Energia S.A

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia

CA - Corrente Alternada

CAPEX - Custos com Investimento

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia

CCT - Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul

CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais S.A.

CERMISSÕES - Cooperativa de Distribuição e Geração de Energia da Missões

CERMOFUL - Cooperativa Fumacense de Eletricidade

CERTEL - Cooperativa Regional de Desenvolvimento Teutônia

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

COPEL - Companhia Paranaense de Energia Elétrica

CPST - Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão

CRTP - Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

CUST - Contratos de Uso do Sistema de Transmissão

DIEL - Diagramas Elétricos

DIT - Demais Instalações de Transmissão

DITC - Demais Instalações da Transmissão Compartilhada

EFLUL - Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FC - Fator de Carga

FND - Fundo Nacional de Desestatização

GMG - Grupo Motor Gerador

GTD - Geração, Transmissão e Distribuição

ICG - Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

MAE - Mercado Atacadista de Energia

MCP - Mercado de Curto Prazo

MME - Ministério das Minas e Energia

MUST - Montante de Uso do Sistema de Distribuição

OAC - Orçamento Anual de Custeio

OAI - Orçamento Anual de Investimento

ONS - Operador Nacional do Sistema

OPEX - Custos Operacionais

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PLD - Preço de Liquidações das Diferenças

PMSO - Pessoas, Materiais, Serviços e Outros

PND - Programa Nacional de Desestatização

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RAP - Receita Anual Permitida

RB - Rede Básica

RESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGE - Empresa Distribuidora de Energia Elétrica na Região Norte do Estado

RTP - Revisão Tarifária Periódica

SA - Serviço Auxiliar

SCDE - Sistema de Coleta de Energia

SDAT - Sistema de Distribuição de Alta Tensão

SE - Subestação

SEMGA - Subestação Maringá

SIN - Sistema Interligado Nacional

SMF - Sistema de Medição de Fronteira

TC - Transformador de Corrente

TFSEE - Tarifa Social de Energia Elétrica

TIR - Taxa Interna de Retorno

TP - Transformador de Potencial

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UC - Unidade Consumidora

UTM - Sistema de Localização Terrestre Baseado em Coordenadas

VCA - Voltagem em Corrente Alternada

VCC - Voltagem em Corrente Contínua

VPL - Valor Presente Líquido

VPN - Rede Privada Virtual

WACC - Custo Médio Ponderado de Capital

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Volume de Energia Equivalente à Participação no Rateio de Perdas da RB

Tabela 2 - Volume de Energia Equivalente à Participação no Rateio de Perdas da RB

Tabela 3 - Cronograma de Projeto e Instalação SMF da SEMGA

Tabela 4 - Subestações de Rede Básica da GeT à Instalar SMF

Tabela 5 - Dados para Cálculo de Impacto na Tarifa para Carga de Serviços Auxiliares

Tabela 6 - Fatores de Carga Copel DIS

Tabela 7 - Fatores de Carga Copel DIS sem SMF

Tabela 8 - Fatores de Carga e Demanda Copel DIS com SMF

Tabela 9 - Resumo do Impacto da Instalação de SMF para o Clientes da Copel DIS

Tabela 10 - Cálculo da do VPL, TIR e Payback

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1 - Composição Média da Tarifa de Energia no Brasil

Gráfico 2 - Curva de Carga Copel Distribuição

Gráfico 3 - Fluxo de Caixa Descontado Acumulado



LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 - Principais Instituições do Setor Elétrico Brasileiro
- Figura 2 - Principais Responsabilidades da CCEE
- Figura 3 - Instalações de uma Transmissora
- Figura 4 - Relações Contratuais entre Transmissoras, ONS e Usuários
- Figura 5 - Subestação Baterias 525 kV – Copel GeT
- Figura 6 - Serviços Auxiliares da Subestação Maringá 230 kV
- Figura 7 - Requisitos Mínimos para Serviços Auxiliares de Rede Básica
- Figura 8 - Localização de SMF da Distribuidora Conectada à Rede Básica e de Serviços Auxiliares de Rede Básica Providos por Distribuidora
- Figura 9 - Composição do Sistema de Medição de Faturamento
- Figura 10 - Etapas de Cadastramento de Pontos de Medição na CCEE
- Figura 11 - Etapas de Coleta de Informações para o SCDE – CCEE
- Figura 12 - Diagrama Unifilar de Rede Básica Compartilhada
- Figura 13 - Exemplo de Topologia Ajustada para Cálculo de Perdas da Rede Básica
- Figura 14 - Volume de Energia Equivalente à Participação no Rateio de Perdas RB
- Figura 15 - Mecanismos de Alteração de Nível Tarifário
- Figura 16 - Subestação Maringá 230 kV
- Figura 17 - Serviços Auxiliares Subestação Maringá 230 kV
- Figura 18 - GMG Subestação Maringá 230 kV
- Figura 19 - Casa do GMG Subestação Maringá 230 kV
- Figura 20 - Topologia dos Serviços Auxiliares Subestação Maringá 230 kV
- Figura 21 - Medidor de Energia dos Serviços Auxiliares Subestação Maringá 230 kV
- Figura 22 - Fatura de Energia dos Serviços Auxiliares da Subestação Maringá 230 kV
-

Figura 23 - Representação de SMF para Serviços Auxiliares da Subestação Maringá 230 kV

Figura 24 - Pontos de Medição de Tensão e Corrente para os Medidores do SMF

Figura 25 - Posicionamento dos Painéis do GMG e SMF

Figura 26 - Arquitetura do Sistema de comunicação do SMF para Abatimento de Carga

Figura 27 - SMF Instalado na SEMGA

SUMÁRIO

1	Introdução	18
2	Setor Elétrico Brasileiro	20
2.1	Reestruturação do Setor Elétrico	21
2.1.1	Nova Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	25
2.2	Distribuição de Energia	27
2.2.1	Regulação Econômica	28
2.2.2	Regulação Técnica	28
2.2.3	Gestão de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	29
2.2.4	Regulação das Perdas de Energia Elétrica	30
2.3	Comercialização de Energia	31
2.4	Transmissão de Energia	34
2.4.1	Formas de Outorga de Concessão de Instalações de Transmissão	36
2.5	Subestações de Rede Básica	36
2.5.1	Classificação das Subestações	37
2.5.2	Equipamentos de uma Subestação de Rede Básica	39
2.6	Procedimentos de Rede	41
2.6.1	Procedimento de Rede Módulo 2, Submódulo 2.3	43
2.6.2	Procedimento de Rede Módulo 12, Submódulo 12.2	44
2.7	Sistemas de Medição de Faturamento	48
2.7.1	Procedimento de Rede Módulo 12	48
2.7.2	Modelagem de Ativos para Medição de Faturamento da CCEE	51
2.7.3	Arcabouço Regulatório para Sistemas de Medição de Faturamento	53
2.8	Perdas da Rede Básica	54
2.9	Revisão Tarifária	59
2.9.1	Reposicionamento Tarifário	60
2.9.2	Encargos Setoriais	63
2.9.3	Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET	63
3	Estudo de caso	65
3.1	Descrição da Subestação Maringá 230 kV	65
3.2	Serviços Auxiliares da Subestação Maringá	66
3.3	Medição Atual dos Serviços Auxiliares SEMGA	70
3.3.1	Custo com Faturas de Energia 2016 SEMGA	72
3.4	Perda de Faturamento para Copel Holding	74
3.5	Medição Proposta, Serviços Auxiliares SEMGA	74
3.5.1	SMF para Serviços Auxiliares de Rede Básica	77
3.6	Especificação Técnica para Aquisição do SMF	80
3.7	Cronograma para Instalação do SMF	80

4	Análise.....	83
4.1	Análise do Impacto da Tarifa dos SAs	83
4.1.1	Análise Atual Sem Instalação de Sistema de Medição de Fronteira	86
4.1.2	Análise Futura com Instalação de Sistema de Medição de Fronteira	89
4.1	Retorno Sobre o Investimento	92
5	CONCLUSÃO.....	95
6	BIBLIOGRAFIA	97

RESUMO

As profundas modificações no setor elétrico ocorridas principalmente após o apagão de 2001, provocaram uma grande abertura do mercado de energia para entrada de novos agentes, isso potencializou a desverticalização do setor, dentre vários pontos verificados na separação da concessionária GTD, um dos principais foram a separação de ativos físicos nas subestações de Rede Básica tendo como acessantes as distribuidoras. Um ativo que não teve a devida importância nesta separação, foram os Serviços Auxiliares conectados as barras da distribuidora dentro da Subestação de Rede Básica, principalmente na questão da medição da energia que atende as cargas destas subestações. Foi observado que mesmo após a separação entre as empresas GTD da Copel, a Unidade Consumidora do Serviço Auxiliar da SEMGA, continuou a ser faturada como consumidor cativo, ou seja, a carga do Serviço Auxiliar continuou a ser medida, porém, para débito da Copel GeT, gerando uma despesa somente em 2016 da ordem de R\$ 261.144,91. Este trabalho visa mostrar como realizar esta medição dos Serviços Auxiliares de Rede Básica provenientes de uma distribuidora acessante a uma Subestação da transmissora, com menor custos e riscos para ambos agentes. O "como" realizar esta medição não é explicitada em detalhes em nenhum procedimento de rede ou procedimento de Distribuição. Medindo estas cargas e abatendo da carga da distribuidora é possível reduzir custos com faturas energia para Copel GeT, sem prejuízos para distribuidora, tendo em vista que esta carga será abatida e contabilizada pela CCEE e transformada em perdas da Rede Básica e rateadas entre todos os agentes de consumo e geração do setor elétrico brasileiro.

Palavras Chave: Serviços Auxiliares, Sistemas de Medição de Faturamento, Rede Básica, Fatura de Energia e Perdas da Rede Básica.

1 Introdução

As profundas modificações no setor elétrico, ocorridas principalmente após o apagão de 2001, provocaram uma grande abertura do mercado de energia para entrada de novos agentes. Desta forma foi necessário regular fortemente o setor no âmbito de geração, transmissão distribuição e comercialização de energia, sem dissociar em termos de contribuição para o desempenho do sistema elétrico de potência um agente do outro.

Houve a desverticalização do setor, porém algumas empresas se adaptaram mais rapidamente às mudanças devido a questões de cultura, políticas ou porte ou ainda tipo de negócio. As empresas de grande porte estatizadas em uma única empresa de geração, transmissão e distribuição ao se separarem com implementação de novas regras e comercialização no seu negócio tiveram, até por questões políticas mais morosidade no entendimento e adaptação ao novo modelo do setor elétrico, naturalmente algumas incertezas do novo modelo contribuíram para esta inércia.

A descentralização relacionada ao negócio fim e separação de custos foram realmente consolidadas quando o poder concedente começou a fiscalizar notificar e até penalizar os agentes devido à forma que estavam fazendo a gestão dos seus ativos e custos com PMSO.

Este trabalho visa mostrar que ainda existem situações regulatórias entre estas empresas que precisam ser adequadas para redução de custos internos, atendimentos a procedimentos e resoluções normativas, e por conseguinte, contribuir para maiores investimentos nos seus ativos para reforçar ainda mais o sistema interligado nacional.

Especificamente este trabalho irá tratar da medição de energia oriunda da carga de Serviços Auxiliares de subestações de Rede Básica do contrato de concessão de transmissão 060/2001 da Copel Geração e Transmissão S.A., onde as subestações de transmissão em um momento eram de uma empresa verticalizada e num segundo momento passaram a ser desverticalizada.

Especificamente este trabalho será na Subestação Maringá de 230 kV pertencente a Rede Básica e ao SIN.

Alguns aspectos relacionados à medição da carga destes Serviços Auxiliares de Rede Básica não foram observados quando da separação dos ativos de transmissão e Distribuição, o que causou

perdas de receita e o não atendimento a procedimentos de rede e de comercialização de energia para estas cargas.

Neste trabalho apresenta-se uma solução com redução de custo, atendendo a procedimentos de comercialização e de rede, utilizando uma forma de medição inédita até então na Copel Geração e Transmissão S.A., para cargas de Serviços Auxiliares de Rede Básica, providos por uma distribuidora acessante a estas instalações.

2 Setor Elétrico Brasileiro

Nos anos 80, o Estado perdeu poder de financiador e o setor elétrico estava com a expansão comprometida. As empresas de energia neste período estavam perdendo eficiência, desta forma o governo precisava atuar neste setor.

Na década de 90, o setor elétrico brasileiro ainda era constituído de monopólio estatal e passava por sérias dificuldades, pois o Estado já não tinha mais capacidade de investir e as empresas estavam endividadas. O planejamento e a operação do sistema elétrico eram de responsabilidade de empresas estatais e federais de geração, transmissão e Distribuição. A tarifa de energia cobrada era definida em função do custo da produção, não existindo como objetivo principal o de lucro na operação. Neste modelo, incentivos à eficiência e a expansão do sistema elétrico eram realizados prioritariamente por critérios políticos.

A possibilidade de racionamento de energia estava iminente era necessário intervenção do governo no setor. Dentre as diversas iniciativas do governo a principal foi o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, que tinha como objetivo a implantação de um modelo de setor desverticalizado, onde seria incentivada a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia.

A solução para os problemas financeiros apresentava a privatização como alternativa mais promissora, porém era necessária uma forte regulamentação das atividades no setor elétrico brasileiro em todos os segmentos. O investimento seria repassado para o setor privado e o papel do governo seria o de fiscalizador.

A Lei 8.031/90 instituiu o Programa Nacional de Desestatização – PND e criou o Fundo Nacional de Desestatização – FND, fundo de natureza contábil, onde são depositadas as ações das empresas a serem desestatizadas.

No setor elétrico, as desestatizações se iniciaram somente em 1995. Antes das desestatizações ocorrem, a Lei 8.631/93, além de modificar os procedimentos de cálculo das tarifas, promoveu um “encontro de contas” entre concessionárias e a União, tendo sido utilizados em parte os saldos de fundos setoriais administrados pela Eletrobrás, como, por exemplo, a RGR (fundo denominado Reserva Geral de Reversão).

O Governo, com o auxílio dos serviços de consultoria da empresa Coopers&Lybrand, delineou um novo modelo para o setor. Dentre os objetivos da reestruturação destacavam-se:

Assegurar os investimentos necessários e suficientes para a expansão da oferta de energia elétrica em todo o território brasileiro;

Assegurar que o setor elétrico fosse eficiente, em preço e em produção, em todo o território e não apenas em seus respectivos subsistemas regionais; e

Incentivar a competição e a criação de um mercado livre em todas as áreas que registrassem interesse de investimentos (segmentos de geração e comercialização) e regular os preços onde a competição não fosse possível de ser criada (segmentos de transmissão e Distribuição).

2.1 Reestruturação do Setor Elétrico

Para reformulação da legislação e do papel do Estado no setor elétrico brasileiro, exigiu-se a criação de um órgão capacitado especificamente para normatizar e fiscalizar as atividades do Setor Elétrico. Assim, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada pela Lei 9.427/96, com as atribuições de regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a Distribuição e a comercialização da energia elétrica, defendendo o interesse do consumidor; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços (ANEEL, 2005).

A desverticalização foi uma medida adotada para garantir a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e assegurar a transparência entre empresas do mesmo grupo.

No que dizia respeito ao segmento de geração, destaca-se a criação do papel do Produtor Independente de Energia, pessoa jurídica ou empresas reunidas que recebem concessão ou autorização do Governo para produzir energia elétrica destinada à comercialização de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, era assegurado ao produtor independente o livre acesso aos sistemas de transmissão e de

Distribuição, mediante o pagamento do custo de transporte devido. A critério da ANEEL, o regime de produção independente pode ser estendido para os casos de privatização de empresas geradoras, tanto concessionárias, como empresas autorizadas pela ANEEL, conforme a Lei 9.648/98.

A criação da figura do Produtor Independente foi um estímulo à expansão da oferta. Um outro incentivo, conforme mencionado por Pires (2000), foram os então novos critérios de escolha do vencedor de licitação para construção de novas plantas de geração, que passava a ocorrer:

- No segmento de geração pelo maior valor ofertado pela outorga da concessão da Usina Hidrelétrica em leilões de outorga de concessões de aproveitamentos energéticos, e
- No segmento da transmissão, pelo critério de menor tarifa em leilões reversos, ou seja, em leilões onde havia um preço máximo pela RAP – Receita Anual Permitida, e o vencedor do certame seria aquele que ofertasse o maior desconto sobre a RAP.

De acordo com a legislação, a atividade de geração de energia elétrica, através de Usinas Hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW, passou a ser exercida mediante concessão ou autorização. À geração termelétrica, bem como de fontes alternativas (eólica, solar, centrais geradoras hidrelétricas de até 1 MW, bem como as chamadas PCHs - pequenas centrais hidrelétricas, ou seja, centrais hidrelétricas com potência entre 1 MW e 30 MW) passou a ser requerida somente uma autorização do poder concedente, enquanto a exploração de aproveitamentos hidrelétricos (potência instalada superior a 30 MW) passou a depender de concessão. O prazo das concessões era limitado a 35 anos, podendo ser prorrogado por igual período.

No contexto deste modelo, foram definidas as seguintes regras para os agentes no mercado:

- I. As empresas de geração e Distribuição poderiam atuar como comercializadores, o que não era válido para as empresas de transmissão;
- II. As empresas dos segmentos de transmissão e Distribuição continuaram sendo monopólios e serviços de utilidade pública, recebendo concessão ao invés de autorização da ANEEL e com suas tarifas reguladas.

Quanto a este segundo ponto, vale acrescentar que as instalações da Rede Básica se tornaram vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer agente mediante o pagamento de uma remuneração ao proprietário, cujo valor passou a ser regulado pela ANEEL.

Foi estabelecido também que assim como a transmissão, a Distribuição deveria conceder livre acesso aos agentes do mercado.

No que tange ao consumo de energia, passaram a existir dois tipos de consumidores: Livres e Cativos.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi criado pela Lei 9.648/98 para intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados, tanto as energias transacionadas por contratos bilaterais como as comercializadas no mercado de curto prazo (Spot). O MAE iniciou as operações somente em setembro de 2000, porque sua regulação demorou para serem definidas.

A energia podia ser comercializada de duas formas distintas, a primeira se dava mediante contratação bilateral entre geradores e comercializadores ou entre geradores e distribuidores, ou ainda entre comercializadores e distribuidores, sendo os preços e condições determinados livremente entre as partes, a segunda forma era através do mercado “spot”, que abrangia a parcela não contratada de energia, absorvendo os excedentes de energia das geradoras ou atendendo às demandas não contratadas dos comercializadores e distribuidores., o prazo dos contratos no mercado “spot” era inferior a dois anos.

O preço de energia no mercado de curto prazo era definido em função do custo marginal de operação (CMO), que, por sua vez, refletia o valor econômico médio da energia futura. O contrato de longo prazo evitaria a exposição dos agentes econômicos à volatilidade do custo marginal de operações.

O ASMAE – Administrador dos serviços do MAE – fazia a contabilização e liquidação de todos os contratos de suprimento de energia elétrica da abrangência do SIN – Sistema Interligado Nacional.

O MAE media o consumo e monitorava os preços, estabelecendo o mecanismo de relocação de Energia – MRE, que aloca entre as geradoras as diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada por cada usina integrante do SIN operada pelo ONS. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, através da transferência do excedente de energia daqueles geradores que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo, de modo que os geradores recebam pela Energia Assegurada em vez de pela energia por eles efetivamente gerada.

Através do MRE, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada por elas, mas sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo Contrato de Concessão, podendo ser revista pelo Poder Concedente periodicamente.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a Rede Básica. Foi criado com o objetivo de planejar e programar a operação, realizando o despacho centralizado, coordenando os centros de operação dos agentes do sistema, fazendo a contratação e administração dos serviços de transmissão.

O ONS foi estabelecido como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e passou a operar o SIN e, por conseguinte o MRE, por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e Distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL.

Portanto, na segunda metade dos anos 90, foi construído um novo e complexo arcabouço regulatório para dar sustentação ao funcionamento do novo padrão de concorrência do setor elétrico brasileiro. Ocorre que a transição de um modelo estatal para um de participação mista – estatal/privado – em um setor da magnitude e características do setor elétrico brasileiro gerou naturais incertezas que adiaram as decisões de investimento até que as regras ficassem mais claras.

Segundo Pires (2000), os riscos de déficit do setor, se agravaram porque “não houve uma resposta adequada, por parte da iniciativa privada, no que diz respeito aos novos investimentos necessários para a expansão do setor”, em virtude do processo de reformas não ter seguido a “sequência ideal de primeiro definir o marco regulatório, e, em seguida, privatizar e abrir o mercado.”

As empresas estatais não investiram na expansão da oferta no período anterior à privatização, por restrições orçamentárias, o risco de déficit agravou-se. Acrescentou-se a isso a frustração da grande expectativa de aumento da participação do gás natural na geração de energia. Os investimentos na geração termelétrica não ocorreram no ritmo e no cronograma previsto, em decorrência da desvalorização cambial que se iniciou em 1999 e da demora na solução da equação tarifária do preço do gás em dólar e da tarifa de energia elétrica em reais.

O modelo de reestruturação, implantado a partir de ideias de inserção da competição no setor, mostrou-se inadequado, culminando, em 2001, na maior crise energética da história brasileira. O novo modelo RESEB, sofreu muitas críticas de vários setores da sociedade.

2.1.1 Nova Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Em dezembro de 2003, o governo federal anunciou o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro para debates com a sociedade. Em março de 2004, o Congresso Nacional aprovou os principais instrumentos legais, e em julho de 2004, foi publicado o decreto presidencial que regulamentou a comercialização de energia elétrica sob o novo marco.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, (CCEE), foi criada em 10 de fevereiro de 1999 ainda com a denominação de Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia – ASMAE, modificada para Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE em 2002. Segundo a Lei n.º 10.848/2004 e o Decreto n.º 5.163/2004, o papel da CCEE, sob regulação e fiscalização da ANEEL é de viabilizar, suportar e fortalecer todo esse mercado de comercialização de energia, seja no ambiente regulado, no mercado livre ou no mercado de curto prazo, seguindo a regulamentação e as ferramentas que garantem uma relação sólida entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores de energia elétrica. Pautada por valores como transparência, neutralidade, ética, excelência, efetividade, valorização do ser humano, profissionalismo e segurança, a CCEE, em conjunto com outras instituições e órgãos governamentais que constituem a gestão do setor elétrico brasileiro, busca, a cada dia, contribuir com a evolução sustentável do mercado brasileiro e, claro, garantir que o consumidor final tenha acesso a um fornecimento seguro e um preço justo.

Ainda em dezembro de 2004 foi realizado o primeiro leilão de energia existente, o que colocou efetivamente em funcionamento o novo modelo.

O governo estabeleceu como objetivos do novo modelo:

- Assegurar o suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Universalizar o uso da energia elétrica.

Para alcançá-los, julgou-se conveniente combinar as seguintes estratégias:

- Planejamento da expansão da oferta e da demanda de energia elétrica;
- Mitigação do risco de mercado dos novos geradores;
- Contratação eficiente da energia pelos consumidores cativos.

No novo modelo, o Ministério das Minas e Energia (MME) recuperou sua função clássica de planejar a expansão da oferta e adequá-la à expansão da demanda, que passa a ser projetada pelos agentes do setor, em especial pelos distribuidores. Foram criados dois agentes institucionais – a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A primeira passou a subsidiar o MME na função de planejar a expansão do setor, enquanto o segundo destinava-se a velar pela segurança e qualidade do suprimento de energia. Para minimizar riscos de escassez de oferta, os distribuidores e consumidores livres passam a ser obrigados a contratar 100% de sua demanda e os geradores devem exibir lastro físico (energia assegurada) para atendimento a 100% dos contratos.

O novo modelo prevê a segmentação do mercado de energia em dois submercados, o ACR e o ACL. Este último, destinado ao atendimento de consumidores livres e de comercializadores, funciona como o antigo mercado de energia, ou seja, com base em contratos bilaterais livremente negociados. A coexistência dos submercados é possível porque o pool de distribuidores contrata exclusivamente no ACR e há restrições à saída dos consumidores cativos do ACR. Apenas consumidores com cargas maiores ou iguais a 3 MW podem migrar do ACR para o ACL.

Deste modo, à luz das considerações acima, verifica-se que para geradores e distribuidores os riscos do novo modelo são caracterizados pelas obrigações de os distribuidores contratarem 100% de sua demanda e de os geradores oferecerem lastro físico (energia assegurada) para 100% dos

Portanto, o novo modelo do setor elétrico incentiva o investimento em geração e a modicidade tarifária reduzindo o risco de mercado dos novos geradores e estimulando a contratação eficiente dos consumidores regulados. As principais mudanças conceituais com relação ao modelo anterior consistem na revitalização do planejamento e na reorganização dos mercados de geração de energia. A expansão da geração, que no modelo anterior era determinada pelo critério de maior valor da outorga paga por leilões de concessão, passa neste modelo a ser determinada pelo critério de menor custo de energia vendida pelo projeto a ser objeto de concessão. A expansão da transmissão continua

a ser orientada por leilões de concessões pela menor tarifa e as distribuidoras permanecem como monopólios locais regulados pela ANEEL.

As principais instituições deste novo modelo são mostradas na figura 1:

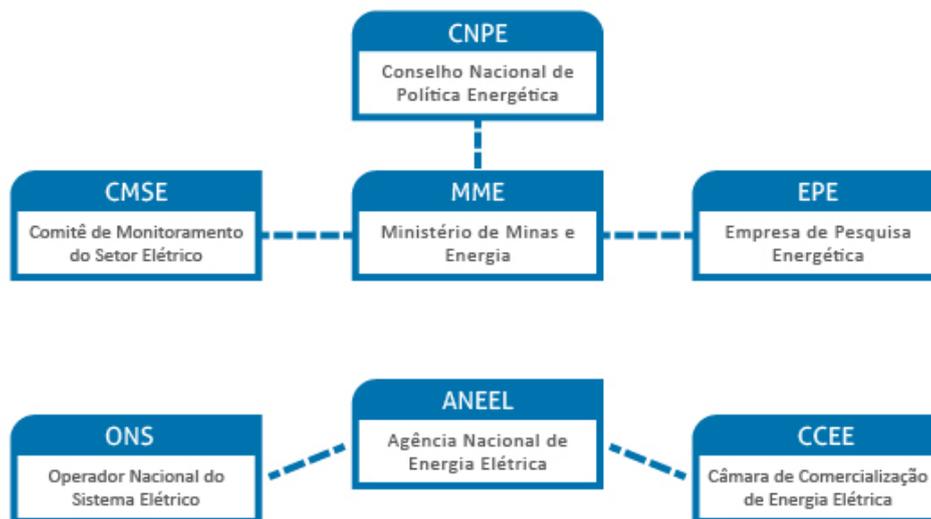


Figura 1: Principais Instituições do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: www.ccee.org.br (2018).

2.2 Distribuição de Energia

No Brasil, o processo de desverticalização do setor, ocorrido na década de 1990, instituiu que a Distribuição de energia elétrica pode ser exercida mediante dois regimes jurídicos distintos entre si:

Concessão de serviço de público (exemplo: COPEL-D, CEMIG, Energisa Minas Gerais, CELESC, CEEE, RGE, AES SUL, EFLUL, etc); ou

Permissão de serviço de público (Exemplo: cooperativas de eletrificação: CERMOFUL, CERTEL, CERMISSÕES, etc.).

Atualmente, o Brasil possui 101 distribuidoras de energia elétrica, sendo 61 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrização rural, que atuam sob autorização precária e estão em processo de regularização para serem concessionárias ou permissionárias.

As cláusulas de fixação do objeto do contrato de concessão, além de serem essenciais (art. 23, I, da Lei nº 8.987/1995), possuem relevância e merecem especial atenção porque, uma vez assinado o contrato, consubstanciam ato jurídico perfeito e se tornam imutáveis. Após a assinatura do contrato, o Poder Concedente não mais tem liberdade de alterar as características do serviço concedido, pelo menos em tese.

2.2.1 Regulação Econômica

Regulação econômica pode ser conceituada como um conjunto de regras impostas pelo Estado sobre a liberdade de empresas para tomar decisões econômicas. Esse poder coercitivo do Estado é controlado pela possibilidade de aplicação de penalidades.

Como vimos anteriormente, o mercado de Distribuição no Brasil é um monopólio. Não existe duas distribuidoras que explorem o serviço de Distribuição em uma mesma área de concessão, ou seja, não há concorrência. Com isso, os preços praticados em um mercado monopolista podem não ser coerentes. Portanto, o órgão regulador, representando o Estado, tem papel importante para equilibrar os anseios dos investidores com os dos consumidores. Por isso, por determinação legal e contratual, a ANEEL tem a competência de regular e fiscalizar o mercado de energia elétrica. Como exemplo, a definição das tarifas de energia elétrica aplicadas no setor de Distribuição é um exemplo de regulação econômica praticada pelo órgão regulador.

2.2.2 Regulação Técnica

No Brasil, diante do novo modelo do setor elétrico foi necessário criar medidas de controle e acompanhamento dos níveis de qualidade da energia elétrica tanto pelos órgãos especializados como pelas próprias empresas concessionárias de serviços públicos de Distribuição de energia elétrica. Além disso, outros assuntos também foram regulados no setor de Distribuição de energia elétrica.

Com intuito de centralizar todos os aspectos regulatórios sobre a área de Distribuição de energia elétrica, em 2005, a ANEEL publicou a primeira versão do documento denominado de Procedimentos de Distribuição até a sua aprovação definitiva em dezembro de 2008. A partir disso, a ANEEL contemplou diversas revisões do PRODIST. Segundo a ANEEL, os Procedimentos de Distribuição são definidos como regulamentações, normatizações e padronizações que têm como

objetivo possibilitar a conexão elétrica aos sistemas de Distribuição por usuários, garantindo que os indicadores de desempenho ou de qualidade de serviço sejam atingidos de forma clara e transparente, preservando, dentre outros aspectos, a segurança, a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos. O objetivo é disciplinar todos os aspectos técnicos relativos ao planejamento da expansão e à operação das redes de Distribuição, bem como à conexão de usuários e aos requisitos técnicos para conexão com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede dos Sistemas de Transmissão.

Atualmente, o PRODIST é composto de onze módulos sendo nove técnicos que abrangem as áreas de ações técnicas dos agentes de Distribuição, e dois módulos integradores: Eles são:

- Módulo 1 - Introdução
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- Módulo 5 - Sistemas de Medição
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
- Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório
- Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

2.2.3 Gestão de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

As perdas técnicas de energia em sistemas de Distribuição têm causado uma maior atenção por parte das distribuidoras de energia elétrica. No Brasil, limites mais rígidos de perdas vêm sendo estabelecidos pela ANEEL a cada período de revisão tarifária (mais ou menos 4 anos). Se os limites regulatórios não são observados, as distribuidoras correm o risco de o excedente não ter o reconhecimento tarifário, causando prejuízo. Para o consumidor, o efeito é sentido no valor da tarifa

cobrada, pois essas perdas são consideradas no cálculo tarifário. Em outras palavras, as perdas podem impactar negativamente na tarifa dos consumidores, causando elevação no seu valor.

As perdas de energia elétrica podem ser divididas em dois tipos: perdas técnicas e perdas não técnicas. O primeiro tipo está ligado às perdas que ocorrem no sistema devido as características físicas dos equipamentos, como por exemplo, as perdas por efeito Joule. O segundo tipo está diretamente ligado ao furto de energia elétrica, à falta de manutenção dos medidores e entre outros fatores.

A obtenção das perdas totais não é tarefa difícil. Por outro lado, a segregação do valor dessas perdas em técnicas e não técnicas é complexa devido a suas incertezas.

Em síntese, as perdas são apuradas por meio da execução de estudos de fluxo de carga nas redes de Distribuição (média tensão, baixa tensão e ramais de ligação) e, para o Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT, o método de apuração é por meio do sistema de medição.

2.2.4 Regulação das Perdas de Energia Elétrica

As perdas de energia são recuperadas pelas distribuidoras via tarifa, limitado ao percentual de perdas regulatório. A ANEEL desenvolveu uma metodologia de cálculo das perdas para o sistema de Distribuição a ser empregada na Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras. Esta adota tratamento distinto para as perdas técnicas e não técnicas (ANEEL, 2006).

A metodologia citada foi desenvolvida após a experiência da ANEEL com o 1º ciclo de revisão tarifária, quando foram apurados valores elevados de perdas totais de algumas distribuidoras. Como a segregação dos valores de perdas em técnicas e em não técnicas era informada pelas distribuidoras, havia a dificuldade de análise por parte da ANEEL. Tal metodologia foi aplicada para algumas empresas extraordinariamente no 1º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (1CRTP), por determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL na época.

A partir do 2º ciclo de revisão tarifária periódica (2CRTP), essa passou a ser adotada para cálculo das perdas de todas as distribuidoras (Queiroz, 2018).

A atual metodologia e os procedimentos para a apuração das perdas regulatórias no sistema de Distribuição de energia elétrica encontram-se regulamentados no Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST.

2.3 Comercialização de Energia

A CCEE- Câmara de Comercialização de Energia sucedeu o MAE – Mercado atacadista de Energia Elétrica e tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN – Sistema Interligado Nacional.

O ONS cuida da parte física do SIN e a CCEE da parte comercial. As principais responsabilidades da CCEE estão mostradas na figura 2.



Figura 2: Principais Responsabilidades da CCEE
 Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

Os agentes que participam da CCEE são divididos em categorias e estas, por sua vez, são divididas em classes.

Categoria Geração:

- Concessionários de Serviço Público de Geração;

- Produtor Independente de Energia elétrica;
- Auto Produtor;

Categoria Distribuição:

Distribuidores que adquiriram acima de 500 GW/ano ou que comercializem menor quantidade de energia, mas que não adquiriram de uma de uma distribuidora que seja Agente da CCEE.

Os agentes da categoria Distribuição são empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL.

As classes destas categorias são:

- Agentes Importadores/Exportadores que intercambiem energia maior ou igual a 50MW;
- Comercializadores com comercialização anual maior ou igual a 500 GW;
- Consumidores Livres;
- Consumidores Especiais;
- Varejista;

Categoria Transmissão:

Os agentes Transmissão não comercializam energia, eles são responsáveis por transportá-la. Portanto, não participam da CCEE.

O decreto 5.163/04 é o principal instrumento legal que trata da comercialização de energia, uma das premissas do decreto é garantir modicidade tarifária. Uma das medidas tomadas para cumprir com essa premissa, foi dividir a comercialização de energia em dois ambientes:

- ACL – Ambiente de Contratação Livre;
- ACR – Ambiente de Contratação Regulada;

Os vendedores de energia são, Geradores de Serviço Público, Produtores Independentes, Comercializadores, Autoprodutores e os compradores são, Distribuidores, Consumidores Livres e

Especiais. Os vendedores atuam tanto no ACL quanto no ACR. Isso significa que podem vender e comprar energia em qualquer um desses ambientes ou em ambos, a depender de suas estratégias comerciais. No ACR atuam os distribuidores, que compram energia para atender os consumidores cativos presentes em sua área de concessão. No ACL, os contratos são livremente negociados, com cláusulas contratuais firmadas entre as partes como por exemplo a vigência, preço, o volume de energia, entre outros.

No ACR os contratos são decorrentes da realização de leilões de energia, portanto as cláusulas contratuais já são pré-estabelecidas, de acordo com o leilão que participarem. Existem alguns tipos de leilões tais como, o leilão de energia nova que são oriundos de energia de novas usinas a serem construídas com base no crescimento da demanda, pois se essa demanda vai expandir, o parque gerador também tem que crescer, o leilão de energia existente são para contratar energia de usinas que já foram construídas, esses leilões acontecem no próprio ano A até 5 anos antes, o objetivo da contratação de energia existente é repor eventuais contratos das Distribuidoras que estiverem para terminar e o leilão de energia de Reserva que visa dar maior segurança à capacidade de geração do sistema de modo a promover o equilíbrio entre capacidade de geração e crescimento da demanda.

Os contratos decorrentes de leilões realizados no ACR também são registrados na CCEE e compõem, juntamente com os contratos firmados no ACL, a quantidade de energia contratada total de cada Agente a ser utilizada na contabilização da CCEE.

Para CCEE realizar a contabilização de todos os agentes, são utilizados diversos parâmetros, dentre eles a quantidade de energia contratada total de cada um destes agentes e a quantidade de energia medida total de cada um deles.

Essa comparação entre os contratos e medição é realizada para verificar se o agente Vendedor realmente gerou a quantidade vendida em contratos e se o agente com perfil de Consumo comprou o correspondente a energia que consumiu, ou seja, se o que aconteceu no mundo comercial acompanhou o que ocorreu no mundo físico. Ao se comparar essas duas informações é comum que haja pequenas diferenças entre elas, justamente porque a energia elétrica é um produto que não pode ser embalado e que não é entregue na exata quantidade que foi comprada. Sendo assim, é preciso contabilizar essas diferenças entre energia medida e energia contratada, para verificar se algum agente precisa pagar ou receber dinheiro por conta destas diferenças, que se chama Mercado de Curto

Prazo – MCP. Essa diferença de entre energia medida e energia comprada é valorada a um preço chamado Preço de Liquidações das Diferenças – PLD.

O planejamento da operação do SIN é feito pelo NOS, com base nas previsões de disponibilidade de geração, vazões afluentes e carga do sistema. O PLD é um dos resultados deste planejamento, de forma que seu cálculo é feito para cada semana, patamar de carga e submercado.

Quem faz o processamento de contabilização é um sistema denominado CliqCCEE, que gerará um valor financeiro a pagar ou receber, para cada um dos agentes, de acordo com suas operações no mês de apuração, estes resultados são divulgados aos agentes pela CCEE, por meio de relatórios que permitem o processo de liquidação financeira.

No resultado da contabilização, os valores de pagamentos e recebimentos devem ser exatamente iguais, desta forma, se ocorrer inadimplência, haverá um rateio dessa inadimplência entre todos os agentes credores.

Para dar mais segurança ao processo de liquidação financeira é exigido dos agentes com posição devedora o aporte de uma garantia financeira. Outro mecanismo de mitigação de risco da inadimplência são as penalidades por:

- Insuficiência de Lastro de Venda;
- Insuficiência de Lastro de Consumo;

Importante salientar que as empresas que aderirem a comercialização de energia no âmbito da CCEE precisam passar por um processo chamado “Adesão e Modelagem”. Ou seja, tem que ter Sistemas de Medição de Faturamento atendendo os procedimentos de rede do ONS e procedimentos de comercialização da CCEE.

2.4 Transmissão de Energia

De acordo com a ANEEL, instalações de transmissão são aquelas pertencentes às empresas que receberam outorga da União para prestar o serviço público de transmissão de energia elétrica. São classificadas pela regulamentação como instalações integrantes da Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão (DIT) e instalações de Interligação Internacional.

A Resolução Normativa Aneel nº 67, de junho de 2004, estabelece os critérios para composição de Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão (DIT), ver figura 3. Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendem aos seguintes critérios:

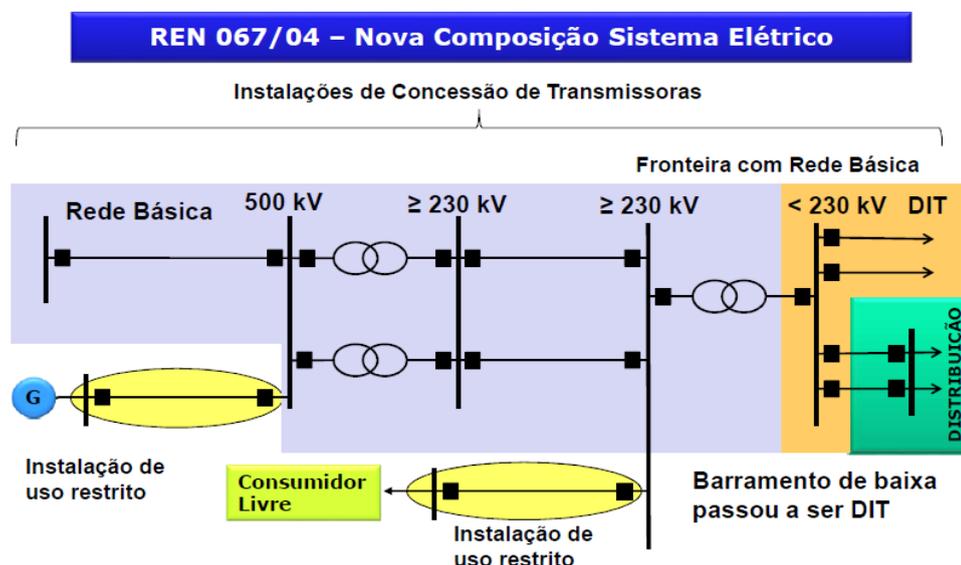


Figura 3: Instalações de uma Transmissora, Subestação da Rede Básica
 Fonte: ISAE/FGV – MBA Setor Elétrico - Disciplina Transmissão de Energia (2018, p.11).

Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de Subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de Subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de Subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica;
- Instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais;
- Interligações internacionais que se conectam à Rede Básica e são estabelecidas por meio de portaria do MME e resultam de licitações para prestação de serviço público de transmissão, onde a RAP é estabelecido por meio de processo licitatório ou equiparações de instalações necessárias para intercâmbios internacionais de energia elétrica outorgadas até 31/12/10, para estes casos a RAP é calculada pela ANEEL.

2.4.1 Formas de Outorga de Concessão de Instalações de Transmissão

A Constituição brasileira estabelece que o desenvolvimento, o uso e a venda de energia elétrica podem ser realizados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões e autorizações a outros agentes públicos, bem como para empresas privadas. Por meio de delegação do Ministério de Minas e Energia (MME), o processo de licitação, a fim de outorgar concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil, está sob responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico no país.

O documento consolidado (PAR/PET) subsidia o processo de outorga das obras de transmissão realizado pela Aneel. Processo similar é feito para as obras integrantes das Demais Instalações de Transmissão (DIT), sendo também coordenada pelo MME a emissão do documento consolidado de proposição das obras para essas instalações.

2.5 Subestações de Rede Básica

De acordo com Silva (2002), Subestação pode ser definida como a interconexão de vários equipamentos elétricos de alta e média tensão, usados para manobra (disjuntores e seccionadores),

interconexão (barramentos), transformação, regulação compensação e elementos de proteção (para-raios, aterramentos). Estes equipamentos são empregados com a finalidade de direcionar, controlar e monitorar o fluxo de energia em um sistema elétrico de potência e garantir a segurança de sua operação pôr meio de dispositivos que o protejam, monitorem e controlem. Na figura 5 é mostrada a foto da Subestação de Rede Básica, bateias 525 kV no município de Campo Largo região metropolitana de Curitiba- PR.



Figura 5: Subestação Bateias 525 kV – Copel GeT
Fonte: Própria (2008).

2.5.1 Classificação das Subestações

As subestações são classificadas de acordo com os parâmetros a que a mesma se destina, essa classificação será enunciada abaixo:

- **Quanto à função:**

Elevadoras: Localizam-se normalmente nas saídas das usinas para elevarem a tensão a níveis que sejam economicamente viáveis o transporte de energia.

Abaixadoras: Localizam-se nas periferias das cidades, tem a função de diminuir os níveis de tensão, evitando inconvenientes para população, como por exemplo, campos magnéticos intensos, rádio interferência.

Distribuição: Diminuem o nível de tensão para que esta fique compatível com a tensão de Distribuição urbana. Podem pertencer a concessionárias ou a grandes consumidores.

Manobras: É responsável pelo chaveamento de linhas de transmissão ou Distribuição.

Conversoras: São associadas a sistemas de transmissão de corrente contínua.

- **Quanto ao nível de tensão de operação:**

Alta tensão (AT): A tensão nominal de operação é abaixo de 230 kV.

Extra alta tensão (EAT): A tensão de operação é superior a 230 kV.

- **Quanto ao tipo da instalação:**

Céu aberto: São construídas em locais amplos, ao ar livre, e requerem o emprego de aparelhos e máquinas próprias para o funcionamento em condições atmosféricas diversas.

Em interiores: São construídas em locais abrigados, os equipamentos são colocados no interior de construções não Estado sujeitos a intempéries.

Blindadas: Os equipamentos são completamente protegidos e o espaço necessário pode ser reduzido, chegando até 10% do espaço de uma Subestação convencional são normalmente usadas em áreas urbanas, densamente povoadas. Podem ser isoladas com óleo, com material sólido ou gás SF₆. As principais vantagens são baixa manutenção e operação segura, disponíveis até 500 kV. Porém necessita de pessoal com treinamento especializado.

- **Quanto à forma de operação:**

Subestações com operação local: Exige alto nível de treinamento de pessoal. O uso de computadores na supervisão só se justifica para instalações com grande porte. Atualmente este tipo está praticamente em desuso.

Semiautomática: Possuem computadores locais ou intertravamentos eletromecânicos que impedem erros de manobra pelo operador;

Automatizada: Com supervisão à distância por intermédio de operação automatizada. Atualmente a maior parte, ou todas as subestações de Rede Básica são automatizadas.

2.5.2 Equipamentos de uma Subestação de Rede Básica

As subestações de Rede Básica são classificadas pelos níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV. Seus equipamentos de pátio são projetados para operar nestes níveis de tensão.

Os principais equipamentos de uma Subestação de Rede Básica são barramentos, transformadores de potência, transformadores de potencial/corrente para instrumentos, reatores, banco de capacitores, disjuntores, chaves seccionadoras, para raios e Serviços Auxiliares. Como o foco deste trabalho está em Serviços Auxiliares em corrente alternada será tratado estes equipamentos com mais detalhes abaixo.

- **Serviços Auxiliares**

É um conjunto de equipamentos, uns alimentados em corrente alternada e outros em corrente contínua, composto por transformadores, painéis, retificadores e banco de baterias de emergência. Especificamente neste trabalho será analisado a alimentação das cargas de Serviços Auxiliares em corrente alternada.

Possibilitam o funcionamento de dispositivos essenciais à operação e manutenção de uma Subestação, tais como, retificadores, banco de baterias, relés de proteção, circuitos de controle, supervisão, comando, iluminação, etc.

Várias são as formas conceituais para a adoção de um sistema de Serviços Auxiliares, desde a mais simples até a mais complexa, a escolha do esquema mais adequado é feita em função dos seguintes aspectos:

- Importância da Subestação no contexto do sistema elétrico;
- Quantidade de dispositivos a serem alimentados pelos Serviços Auxiliares;
- Fatores econômicos (custo da implantação);
- Exigências de ordem legal (p. ex.: normas ANEEL, ONS, etc.);

Os transformadores de Serviços Auxiliares normalmente estão conectados aos terciários de transformadores de Rede Básica ou aos barramentos de 13,8 kV e 34,5 kV das distribuidoras acessantes em Subestação de Rede Básica. A tensão primária é de 13,8 ou 34,5 e a secundária 0,220/0,127 kV.

A figura 6 mostra os Serviços Auxiliares, sendo Serviço Auxiliar 1 de 112,5 kVA e Serviço Auxiliar 2 de 225 kVA, da Subestação Maringá 230 kV conectado a barra de 13,8 kV da distribuidora Copel DIS.

Quanto à potência, variam de acordo com as cargas a serem alimentadas. Sendo utilizado na maioria das subestações, transformadores de 112,5 ou 225 kVA para alimentar os Serviços Auxiliares

A proteção dos transformadores é efetuada por elos fusíveis, dimensionados de acordo com a potência de cada transformador.

Os painéis de Serviços Auxiliares de corrente alternada, recebem alimentação dos transformadores de Serviços Auxiliares e distribuem para seus consumidores.

Os painéis de Serviços Auxiliares construtivamente são de forma simplificada e ao longo do tempo sofreram poucas, mas significativas alterações com relação a tecnologia e componentes. As alterações mais significativas são, painéis com unidades de medição e supervisão digitais, a possibilidade de implementar reversão automática e barramento protegidos, aumentando significativamente as condições de segurança.



Figura 6: Serviços Auxiliares da Subestação Maringá 230 kV
 Fonte: Própria (2018).

Os retificadores recebem alimentação em 220 VCA do painel de Serviços Auxiliares de corrente alternada, retifica e alimenta o painel de Serviços Auxiliares de corrente contínua e simultaneamente mantém carregado um banco de baterias.

O retificador/carregador de baterias opera com tensão estabilizada e com limitação de corrente, ou seja, quando o consumo for superior a sua capacidade de alimentação, as baterias que estão em paralelo com o mesmo suprem a diferença.

O painel de Serviços Auxiliares 125 VCC, recebe alimentação do retificador/carregador de baterias e/ou das baterias e alimenta os consumidores em corrente contínua da Subestação.

O banco de baterias de emergência é uma fonte de corrente contínua, cuja finalidade é alimentar os Serviços Auxiliares de corrente contínua. A operação do banco de baterias é em paralelo com o retificador/carregador, ou seja, quando o consumo exige, o retificador/carregador contribui até o valor da sua limitação de corrente e o banco de baterias complementa a diferença necessária. Outra situação é quando o retificador/carregador está fora de operação ou com falta de CA, onde os Serviços Auxiliares de corrente contínua são totalmente alimentados pelo banco de baterias.

2.6 Procedimentos de Rede

Procedimentos de rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletro energética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN – Sistema Interligado Nacional.

Os Procedimentos de Rede do ONS são:

- Módulo 2 - Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho
 - Módulo 3 - Acesso às instalações de transmissão
 - Módulo 4 - Ampliações e reforços
 - Módulo 5 - Consolidação da previsão de carga
 - Módulo 6 - Planejamento e programação da operação elétrica
 - Módulo 7 - Planejamento da operação energética
-

- Módulo 8 - Programação diária da operação eletro energética
- Módulo 9 - Recursos hídricos e meteorologia
- Módulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação
- Módulo 11 - Proteção e controle
- Módulo 12 - Medição para faturamento
- Módulo 13 - Telecomunicações
- Módulo 14 - Administração dos serviços ancilares
- Módulo 15 - Administração de serviços e encargos de transmissão
- Módulo 16 - Acompanhamento de manutenção
- Módulo 18 - Sistemas e modelos computacionais
- Módulo 19 - Identificação e tratamento das não-conformidades
- Módulo 20 - Glossário de termos técnicos
- Módulo 21 - Estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações
- Módulo 22 - Análise de ocorrências e perturbações
- Módulo 23 - Critérios para estudos
- Módulo 24 - Processo de integração de instalações
- Módulo 25 - Apuração de dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho
- Módulo 26 - Modalidade de operação de usinas

Para o presente trabalho é importante o detalhamento de alguns aspectos específicos do Módulo 2 e 12, dos Procedimentos de Rede do ONS, pois são justamente estes Módulos que disciplinam requisitos e as questões referentes à Medição para Faturamento de Serviços Auxiliares.

Os Procedimentos de Rede do ONS, possuem alguns objetivos específicos que são:

- a) Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- b) Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- c) Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

2.6.1 Procedimento de Rede Módulo 2, Submódulo 2.3

O procedimento de rede do ONS que trata deste requisito é o Submódulo 2.3 “Requisitos Mínimos para Subestações e seus Equipamentos” com última vigência válida em 01/01/2017. Os itens que tratam de Serviços Auxiliares em corrente alternada estão descritos abaixo:

- **8.10.3 Alimentação em corrente alternada**

(a) Os Serviços Auxiliares CA devem ter duas fontes de alimentação, sendo uma fonte externa e outra da própria Subestação - do terciário de unidade transformadora de potência da Subestação ou de unidade transformadora exclusiva para essa finalidade. Caso a Subestação não tenha unidade transformadora de potência, as duas fontes de alimentação devem ser externas e de subestações distintas.

(b) Em caso de falta de tensão em uma fonte de alimentação, deve ser previsto um sistema para realizar a transferência automática das cargas para a outra fonte de alimentação.

(c) Os Serviços Auxiliares CA devem ter, para casos de falta de tensão nas duas fontes de alimentação CA, grupo motor-gerador com partida automática e capacidade para alimentação das cargas essenciais da Subestação. Cargas essenciais são aquelas necessárias para iniciar o processo de recomposição da Subestação, em caso de seu desligamento total ou parcial.

Especificamente neste trabalho será analisado a alimentação das cargas de Serviços Auxiliares em corrente alternada. Na figura 7 é apresentado a topologia descrita 8.10.3 (a).

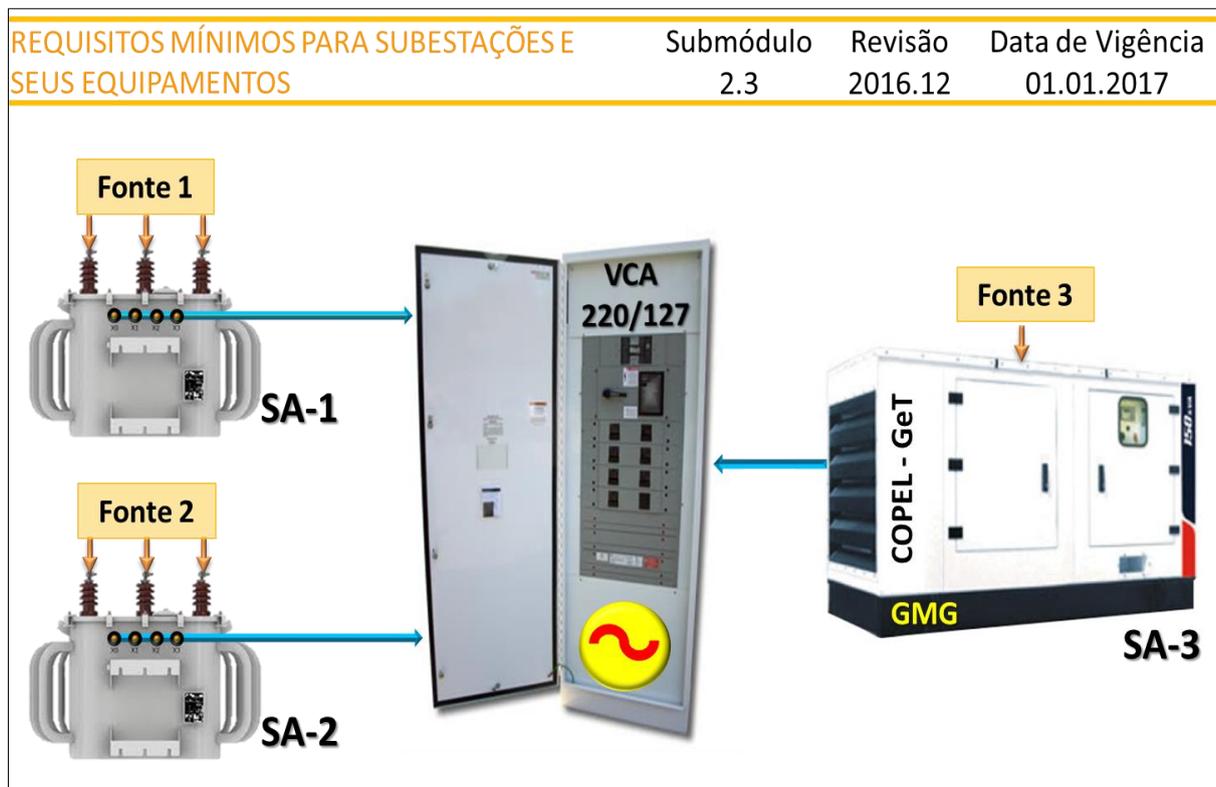


Figura 7: Requisitos Mínimos para Serviços Auxiliares de Rede Básica
 Fonte: Própria (2018).

2.6.2 Procedimento de Rede Módulo 12, Submódulo 12.2

O submódulo 12.6 a partir da versão 1.0 no seu item 5, subitem 5.2, e 5.3 diz:

- **5.2 Serviço Auxiliar exclusivo de Subestação da transmissora integrante ou não da Rede Básica:**
 - 5.2.1 Todo Serviço Auxiliar de Subestação de Rede Básica ou de DITC, proveniente destas instalações, através de uma distribuidora, deverá ser medido pela distribuidora, e na contabilização da CCEE será abatido de sua carga.
- **5.3 Serviço Auxiliar de usina ou Subestação, proveniente de uma rede de Distribuição externa:**

- 5.3.1 O consumo de Serviço Auxiliar de uma usina ou Subestação de Rede Básica/DITC, ICG, ou rede de Distribuição, proveniente de uma rede de Distribuição externa à Subestação ou usina, não será comercializado na CCEE, exceto se essa energia for adquirida no mercado livre.
- **Nota: Está, na Pág. 46 da Nota Técnica nº 050/2016-SRT/ANEEL, de 15/12/2016:**

O submódulo 12.6, tinha como objetivo definir configurações específicas de medição para faturamento que não estariam contempladas no Submódulo 12.2.

Durante o processo de implantação dos primeiros Sistemas de Medição de Fronteira – SMF, foram encontradas configurações excepcionais de medição envolvendo Serviços Auxiliares e instalações compartilhadas, bem como mapeadas as respectivas formas para contabilização dos parâmetros medidos pela CCEE, que foram registradas nesse submódulo. Considerando-se que os dispositivos relativos à apuração pela CCEE constam das Regras de Comercialização e que as exceções à regra devem ser objeto de análise e aprovação pela ANEEL, tais registros já não se fazem necessários nesse submódulo. Assim, considerando que a implantação do SMF encontrava-se consolidada e que as regras de instalação do SMF encontravam-se detalhadas no Submódulo 12.2, foi proposta a exclusão do Submódulo 12.6, devendo as eventuais exceções à regra serem analisadas conjuntamente por ONS e CCEE, conforme consta de suas responsabilidades, e encaminhadas para análise da ANEEL.

Ainda que este submódulo não tenha sido submetido à Audiência Pública nº 020/2015, o Grupo CPFL Energia declarou não ser favorável à sua exclusão, e que caso fosse necessária sua exclusão, as configurações de medição para faturamento que constam no Submódulo 12.6 deveriam ser incluídas no Submódulo 12.2.

Ressalta-se que o Submódulo 12.2 proposto na Audiência Pública nº 020/2015 contempla as configurações de medição do Submódulo 12.6 que não causavam conflito com a regulamentação vigente. Assim, mantém-se a proposta de exclusão do Submódulo 12.6 da nova revisão dos Procedimentos de Rede.

No que se refere ao tema de Serviços Auxiliares providos por distribuidora conectada à Rede Básica está descrito no item 6.3 do sumódulo 12.2:

- 6.3 No acesso à Rede Básica de uma distribuidora, ainda que por meio de vários ramais, a medição pode ser global no lado de baixa tensão da transformação, desde que não existam elementos de compensação de potência reativa ou SERVIÇOS AUXILIARES, ligados no barramento. Para qualquer alteração futura dessa condição, a localização da medição deve ser refeita conforme o item 6.1 deste ANEXO 1. Ver figura 8:

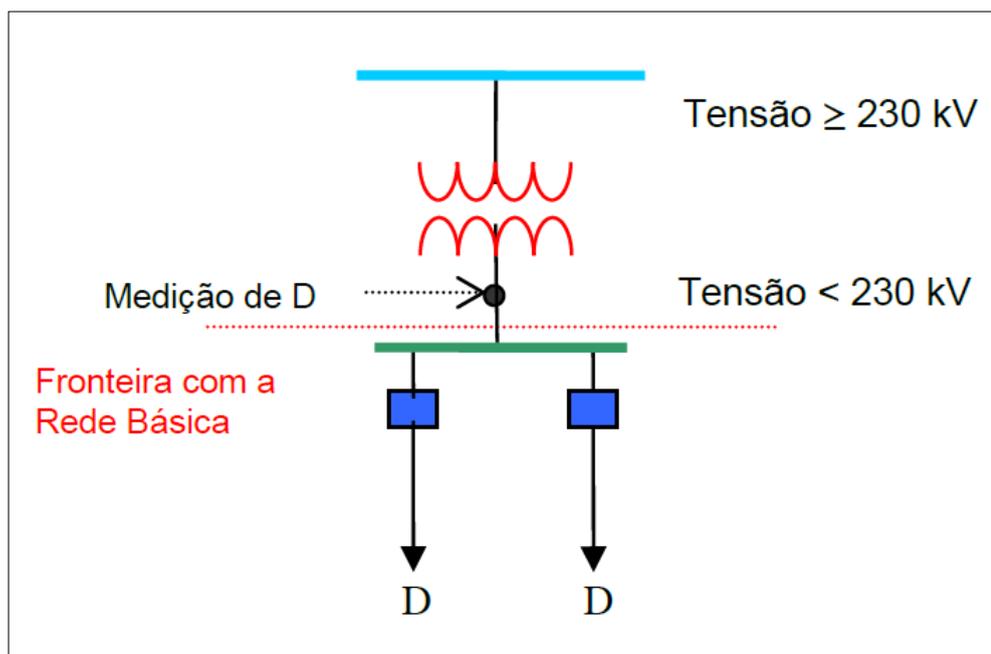


Figura 8: Serviços Auxiliares de Rede Básica Providos por Distribuidora
 Fonte: ONS - Procedimento de Rede, Submódulo 12.2 (2017, p.23).

O ANEXO 1 conforme descrito acima que contempla o item 6, determina onde deverá ser localizado os pontos de SMF caso a condição do item 6.3 não seja atendida. Os pontos de localização de SMF estão elencados abaixo:

- **6 Localização dos Pontos de Medição**

- 6.1 Para atender a 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, os SMF devem ser instalados nas conexões:
 - Com a Rede Básica;
 - Com as DIT;

- Com as ICG;
- Com as instalações de transmissão destinadas a interligação internacional conectadas Rede Básica;
- Com as instalações sob responsabilidade de agente de Distribuição;
- Com as instalações sob responsabilidade de agente de geração;
- Com as instalações sob responsabilidade de consumidor livre ou especial;
- Entre agentes que fazem parte da CCEE;
- De agentes que não fazem parte da CCEE, no caso de impactar a contabilização da CCEE;
- De interligação entre submercados;
- De unidades geradoras ou grupos de unidades geradoras de usinas termelétricas ou hidrelétricas classificadas na modalidade de operação Tipo I, II-A, II-B ou II-C, para medição da geração bruta;
- ***De Serviço Auxiliar de Subestação ou usina com instalações integrantes da Rede Básica***, das instalações de transmissão destinadas a interligação internacional conectadas à Rede Básica, das ICG ou das DIT.”

A necessidade de todos os Agentes observarem o disposto neste Módulo, quando da adequação / instalação dos Sistemas de Medição para Faturamento, deve-se ao fato de que todas as atividades relativas à medição para faturamento estabelecidas neste módulo são necessárias para manter o Sistema de Medição para Faturamento (SMF) nos padrões especificados no documento Especificação Técnica das Medições para Faturamento e para garantir, não só o controle dos processos de contabilização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) realizados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), como também a apuração das demandas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.7 Sistemas de Medição de Faturamento

O Setor Elétrico Brasileiro tem sofrido nos últimos anos profundas transformações, principalmente nas questões voltadas à comercialização de energia. A criação do mercado, introduzindo o modelo competitivo, com a lei das concessões (Lei 8.987/95), a instituição do livre acesso, criação do produtor independente, consumidor livre e Rede Básica (Lei 9.074/95), criação da ANEEL (Lei 9.427/96), regulamentação do Mercado Atacadista de Energia (MAE, atual CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e definição das regras de organização do Operador Nacional do Sistema (ONS), Lei 9.648/98, resultando na criação dos agentes de geração, transmissão, Distribuição e comercialização.

Dentro deste novo arcabouço regulatório, considerando-se então o ambiente competitivo, surgem os aspectos referentes à medição de energia elétrica, cujas bases técnicas atuais vigentes estão fundamentadas nas recomendações oriundas de especialistas que integraram a Força Tarefa – Medição no âmbito do Grupo RE- SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) – requisitos técnicos estes que norteiam os processos de especificação, implantação e manutenção dos Sistemas de Medição para Faturamento do SIN (Sistema Interligado Nacional)

Acredita-se que as implantações dos Sistemas de Medição para Faturamento são fundamentais para consolidar as operações do mercado de energia no Brasil.

O SMF conforme figura 9, é um sistema composto por medidores principal e de retaguarda, por transformadores para instrumentos (transformadores de potencial e de corrente), por canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e por sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

2.7.1 Procedimento de Rede Módulo 12

O Módulo 12 tem o objetivo de estabelecer as responsabilidades, as sistemáticas e os prazos para a elaboração e aprovação de projeto, montagem e comissionamento do SMF, para a manutenção desse sistema de medição, para a leitura dos medidores e para a certificação de padrões de trabalho do SMF. Os submódulos são os seguintes:

- Submódulo 12.2 Instalação do sistema de medição para faturamento: estabelece as atividades a serem realizadas para definição da localização dos pontos de medição, elaboração do projeto do SMF, montagem e comissionamento do SMF, e determina, para todos os envolvidos, as responsabilidades, as etapas e os prazos relativos à implantação do SMF. Etapas deste processo:
 - a) Definição da localização do ponto de medição
 - b) Elaboração do projeto do SMF;
 - c) Aprovação do projeto do SMF;
 - d) Montagem dos equipamentos do SMF;
 - e) Comissionamento do SMF;
-

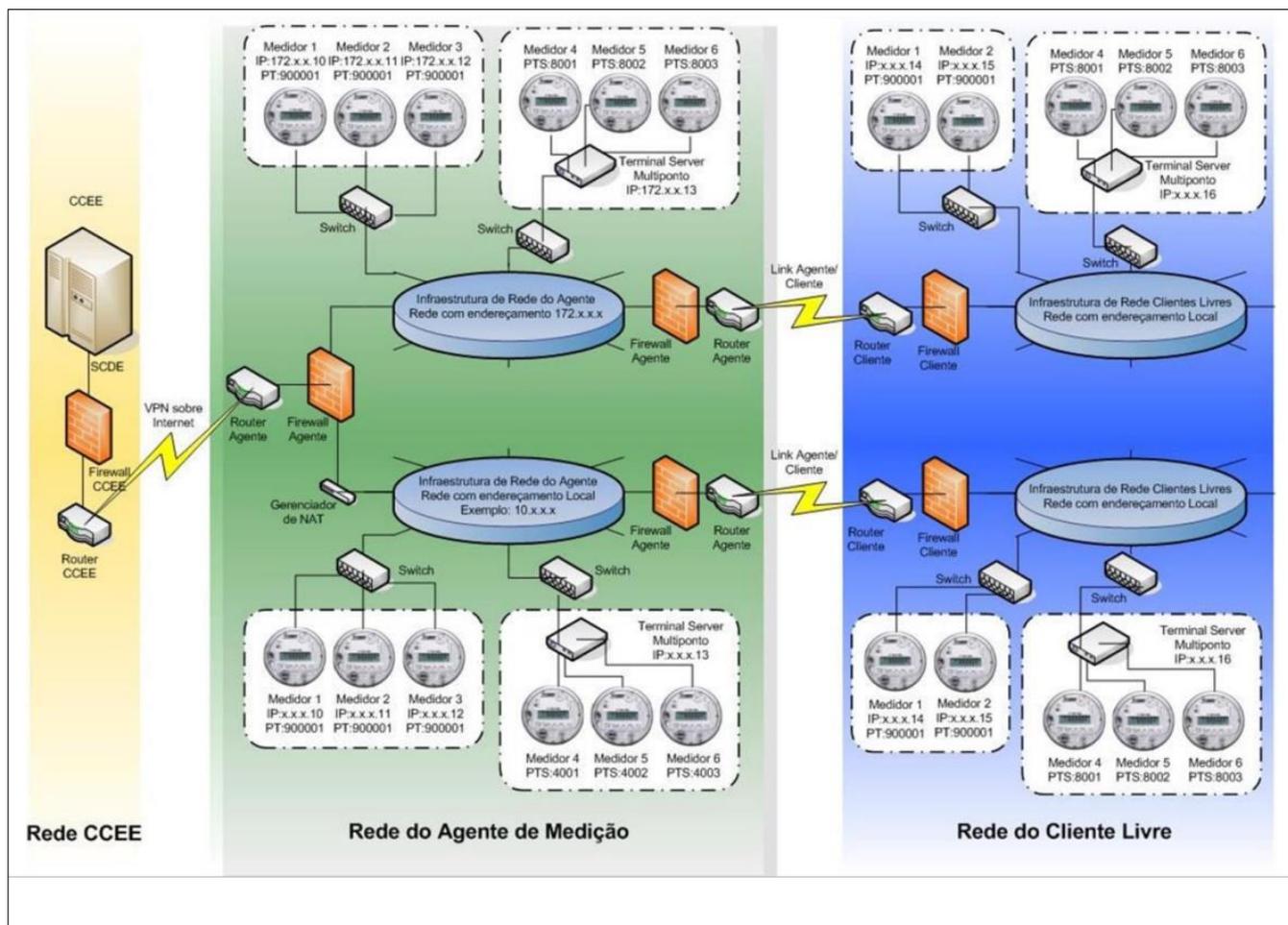


Figura 9: Composição do Sistema de Medição de Faturamento
 Fonte: ONS - Procedimento de Rede, Submódulo 12.2 (2017, p.28).

- f) Conectividade com o SCDE;
 - Submódulo 12.3 Manutenção do sistema de medição para faturamento: estabelece as atividades específicas para a manutenção do SMF a serem realizadas pelos envolvidos, bem como as responsabilidades e os prazos a que devem obedecer.
 - Submódulo 12.4 Coleta de dados de medição para faturamento: estabelece as atividades específicas para a leitura dos medidores a ser realizada pelos envolvidos, bem como as responsabilidades e os prazos a que devem obedecer.
 - Submódulo 12.5 Certificação de padrões de trabalho: visa orientar os agentes responsáveis pela manutenção dos SMF no que diz respeito à rastreabilidade e à calibração dos seus padrões de trabalho.

Os requisitos e as atividades relativos à medição para faturamento estabelecidos neste módulo são necessários para garantir o controle dos processos de contabilização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e de apuração das demandas, entre outros processos, no âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Os requisitos técnicos para o Sistema de Medição para Faturamento – SMF estão apresentados na Especificação técnica das medições para faturamento, constante do Anexo 1 do Submódulo 12.2, instalação do sistema de medição para faturamento, que devem ser atendidos por todos os agentes e consumidores livres ou especiais com conexão nos locais nele estabelecidos.

2.7.2 Modelagem de Ativos para Medição de Faturamento da CCEE

Conforme descrito no item 2.3 que trata de comercialização de energia a CCEE precisa coletar as quantidades de energia medidas no SIN, para isso é preciso relacionar cada ponto de medição com o ativo correspondente, para enxergar a localização de cada ativo físico. Isto é feito através do processo de Modelagem de Ativos Físicos, onde é possível determinar a relação de parentesco entre os diversos pontos de medição bem como de suas interligações. Estes ativos são todos cadastrados no Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE, este cadastro permite que as informações dos medidores de energia sejam coletadas pelo SCDE.

As etapas para cadastro dos pontos de medição são mostradas na figura 10:

O Sistema de Medição de Faturamento possibilita a coleta dos medidores de energia em kWh a cada 5 minutos, identificando o tipo de medição a ser feita nos canais de Geração e Consumo, estas medições são integralizadas por hora.

A aquisição das informações pelo SCDE é feita de forma automática pela internet por meio de uma rede privada virtual – VPN, usada apenas pelo agente e a CCEE, por utilizar protocolos de criptografia as VPNs visam a comunicação segura entre os medidores de energia e a CCEE.

As formas de aquisição das informações dos medidores de energia pelo SCDE são:

- Coleta ativa que entram de forma direta pelo SCDE, os dados são coletados diariamente das 0h:00 às 10h da manhã;

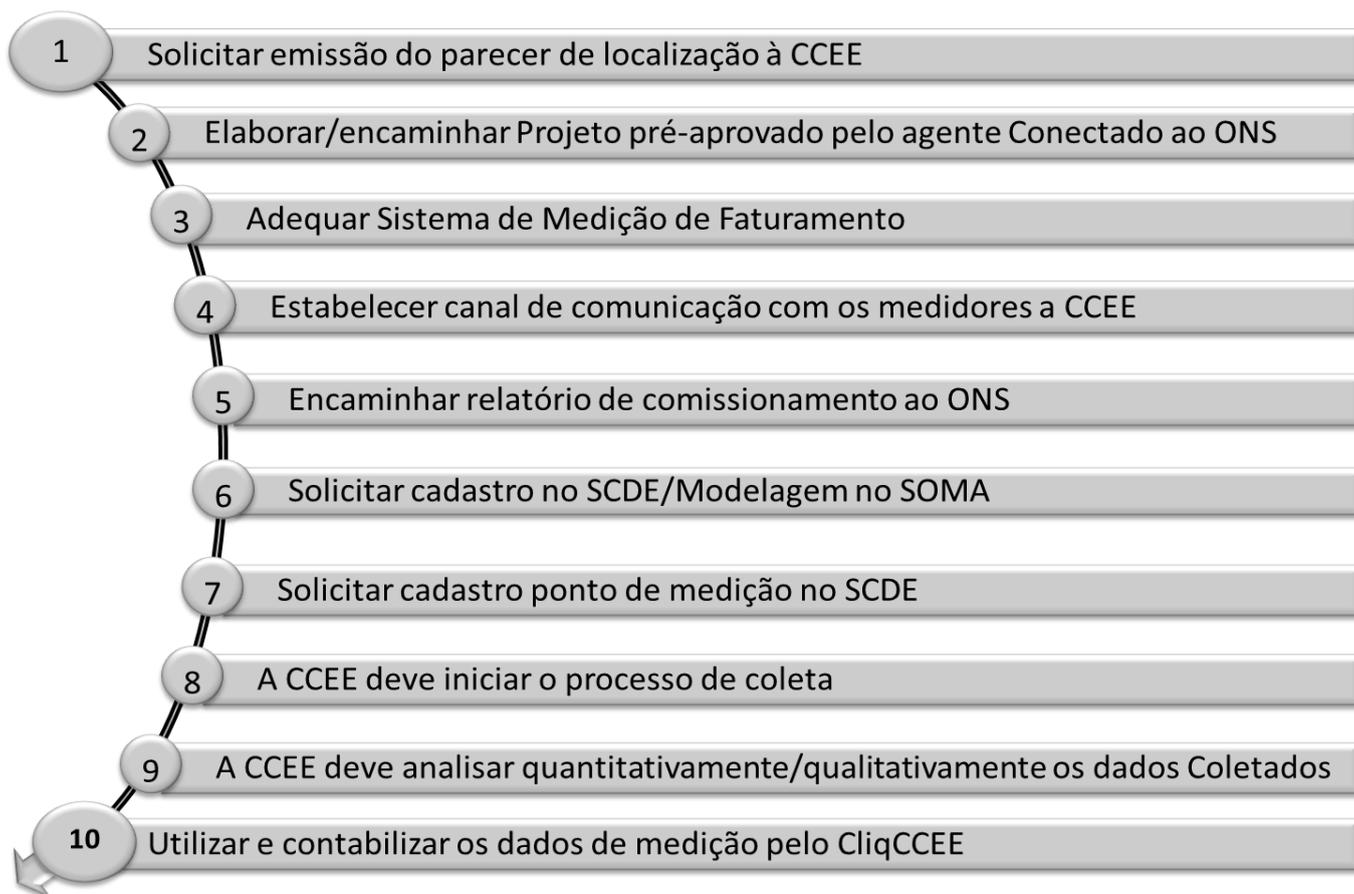


Figura 10: Etapas de Cadastramento de Pontos de Medição na CCEE
 Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

- A Coleta Passiva as quais os agentes enviam as informações por meio de arquivos XML a partir das unidades centrais de medição, que é um computador do agente que possui um programa chamado ClientSCDE, este programa recebe os arquivos XML, os organiza e os envia por meio da internet para o SCDE. O que torna a coleta passiva é a necessidade de a Unidade Central de Medição coletar as informações das 0h:00 às 10h da manhã.
- Inspeção Lógica, por meio e auditoria dos dados coletados

O processo de coleta de dados de medição do SCDE, envolve várias etapas até a consolidação dos dados para envio ao CliqCCEE. Este processo é mostrado na figura 11.



Figura 11: Etapas de Coleta de Informações para o SCDE – CCEE
 Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

2.7.3 Arcabouço Regulatório para Sistemas de Medição de Faturamento

A ANEEL nos últimos anos promoveu alterações na busca do aprimoramento regulatório, portanto cabe a indicação dos principais momentos em que neste arcabouço tratou das questões referentes às responsabilidades pelo investimento para instalação/adequação dos Sistemas de Medição para Faturamento nos Pontos de Medição do Sistema Interligado Nacional.

A Resolução Normativa ANEEL nº. 067, de 08 de Junho de 2004, alterou os critérios de adequação do sistema de medição, estabeleceu novos prazos para instalação dos Sistemas de Medição de Faturamento para as concessionárias de Distribuição, e a obrigação para o MAE (atualmente CCEE) disciplinar em Procedimentos de Mercado (atual Procedimentos de Comercialização), as condições para a aplicação de penalidade pela não observância das datas definidas.

Em complemento, no Art. 8º da Resolução Normativa ANEEL nº. 067, de 08 de junho de 2004, esta estabeleceu que as concessionárias ou permissionárias deviam instalar em sua área de

concessão Sistema de Medição nos barramentos com tensão inferior a 230 kV, ligado aos transformadores de potência integrantes da Rede Básica.

No § 1º estabeleceu que as concessionárias ou permissionárias de Distribuição que compartilhem as DITs (Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas) também devem instalar Sistema de Medição para Faturamento em cada ponto de conexão com as referidas instalações.

A mesma Resolução 067/04 em seu § 4º estabeleceu que para os pontos de medição existentes na data de publicação da Resolução (08/06/2004), além da Especificação Técnica citada da Resolução ANEEL nº. 344, de 25 de junho de 2004, as concessionárias ou permissionárias de Distribuição devem observar:

- Data limite de 31/12/2004 para entrada em operação dos medidores;
- Data limite de 30/06/2005 para entrada em operação dos transformadores de instrumentos, com a classe de precisão requerida;

O § 5º da Resolução 067/04 estabeleceu que o MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica (atualmente CCEE) deverá disciplinar, nos Procedimentos de Mercado (atuais Procedimentos de Comercialização), as condições para aplicar penalidades à concessionária ou permissionária de Distribuição que não observar as datas limites estabelecidas no § 4º, independente da ação fiscalizadora da ANEEL. (ANEEL, 2008, resolução 067/04).

2.8 Perdas da Rede Básica

Todos os pontos de medição associados aos ativos que se beneficiam da Rede Básica participam do rateio de Perdas da Rede Básica, inclusive os participantes em redes compartilhadas na proporção do montante intercambiado entre suas redes. Para o cálculo das Perdas da Rede Básica é considerado a topologia. A figura 12 apresenta um diagrama unifilar ilustrando uma parte da Rede Básica, que já considera os ajustes decorrentes da aplicação das perdas Rede Compartilhada. As siglas e simbologia para cores abaixo são descritas para entendimento dos parâmetros da figura 12:

- AGP: Agrupamento, usada quando vários medidores com a mesma função tiverem as medições agrupadas;

- M: Medidor, Acompanha numeração;
- RB: Rede Básica;
- M0_C: Medição de Consumo;
- M0_G: Medição de Geração;
- Cor Azul: consumo de energia;
- Cor Verde: geração de energia;

Como já dito para o cálculo das Perdas da Rede Básica considera-se a topologia, logo o diagrama unifilar da figura 9 será transformado em formato de topologia apresentado na figura 10 com valores de medição ajustados de uma Rede Compartilhada. Vale ressaltar que essa estrutura é montada de acordo com o cadastro dos pontos de medição, que permite identificar se o ponto faz parte de alguma Rede Compartilhada.

Com a topologia tem-se o nível 1 tem apenas o medidor AGP1. Este é um medidor de Monitoração, por não estar associado a nenhum ativo. Ele registra o fluxo de energia entre Rede Básica e rede compartilhada.

O nível 2 tem os pontos da primeira Rede Compartilhada, denominada rede principal. Estes pontos compartilham o acesso Rede Básica.

O medidor AGP3 tem a função de medir o fluxo de energia entre a Rede Principal e a próxima Rede Compartilhada. Este medidor recebe o nome de medidor de monitoração e não está associado a nenhum ativo.

Já o nível 3, os pontos de medição compartilham o acesso à Rede Compartilhada no nível 2. Por ser a segunda rede, ela é chamada de sub árvore.

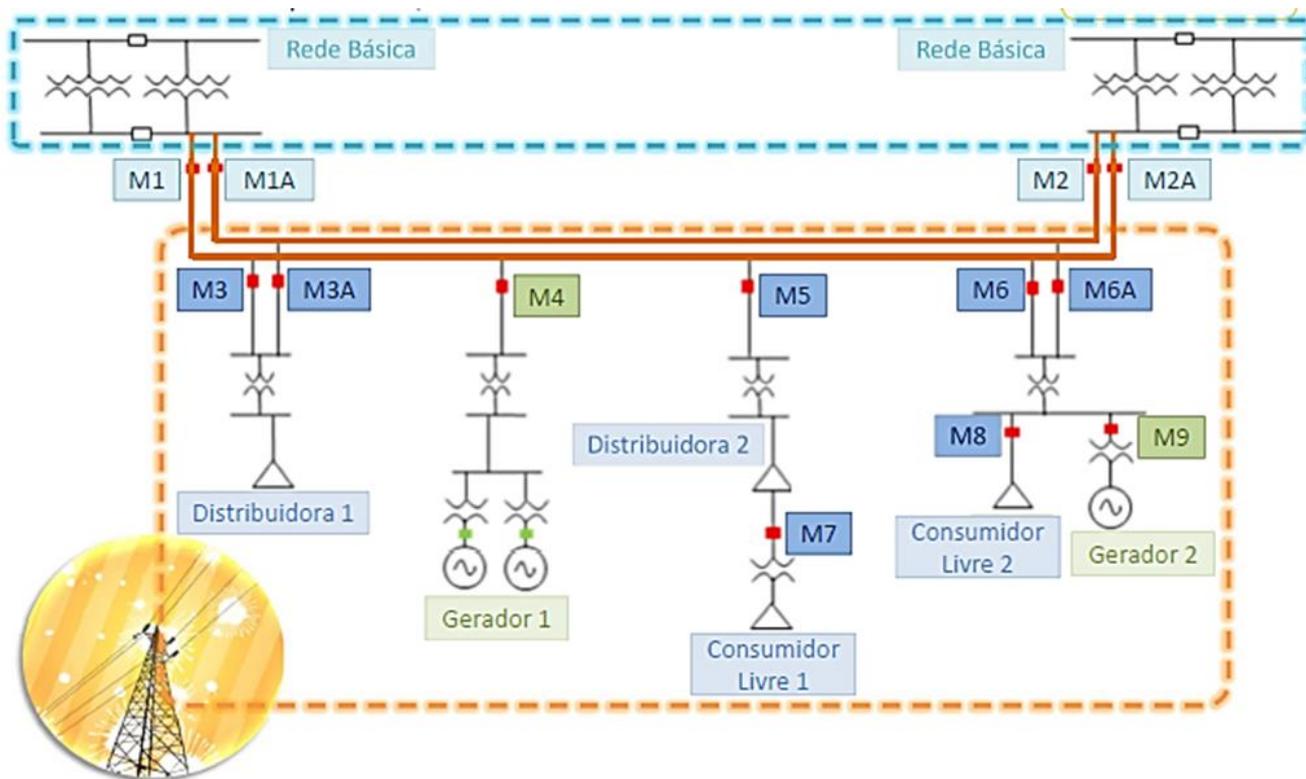


Figura 12: Diagrama Unifilar de Rede Básica Compartilhada
 Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

Considerando a figura 13 para o nível imediatamente abaixo do ponto de Monitoração é calculado a diferença entre o total do consumo e o total de geração e esse valor é dividido pelo total do consumo dos pontos de medição.

O medidor de Monitoração não está associado a nenhum ativo, este apenas registra o fluxo de energia entre a Rede Básica.

$$\text{Percentual de Participação nas perdas da Rede Básica (Consumo)} = \frac{\text{Total de Consumo de todos os pontos do nível imediatamente abaixo do Ponto de Monitoração} - \text{Total de Geração de todos os pontos do nível imediatamente abaixo do Ponto de Monitoração}}{\text{Total de Consumo de todos os pontos do nível imediatamente abaixo do Ponto de Monitoração}}$$

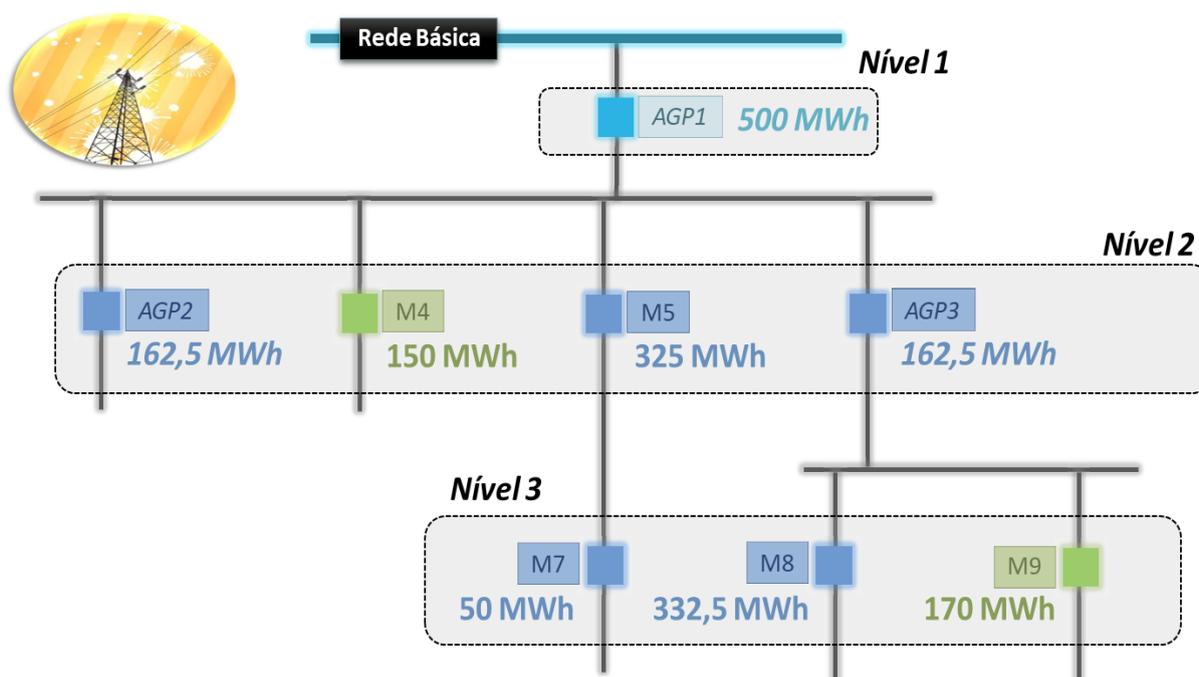


Figura 13: Exemplo de Topologia Ajustada para Cálculo de Perdas da Rede Básica
 Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

Considerando a figura 13 como exemplo para calcular as Perdas da Rede Básica, o primeiro passo é calcular o percentual de consumo de atendimento pela Rede Básica, que tem como referência os pontos de monitoração. Os pontos M4 e M9 são pontos de geração que não utilizam a Rede Básica no momento da análise, portanto tem participação de 0% no rateio.

Logo o percentual de atendimento do consumo até o nível 2 é dado por:

$$\text{Percentual Perdas da Rede Básica (Consumo)} = \frac{162,5 + 325 + 162,5 - 150}{650} = 76,92\%$$

O ponto AGP3 tem uma característica especial, pois participa das perdas de nível 2, como os demais pontos deste nível e participa do cálculo das perdas de nível 3 por ser seu ponto de Monitoração. O nível 3 tem um percentual de atendimento de consumo pela da Rede Básica dado por:

$$\text{Percentual Perdas da Rede Básica (Consumo)} = \frac{332,5 - 170}{332,5} = 48,87\%$$

O ponto AGP3 terá o percentual de participação nas Perdas da Rede Básica dado pelo produto do percentual de participação do nível 2, pelo nível 3, logo será de 37,59%. O medidor M8 assumirá o percentual do ponto de Monitoração AGP3, de 37,59%.

Os demais pontos de medição das Redes Compartilhadas recebem energia da Rede Básica com o percentual calculado para o ponto de Monitoração que estiver acima dele. Portanto o medidor M7 participa com 76,92% das Perdas da Rede Básica.

Para o segundo passo verificam-se os medidores com descendentes, M5 da distribuidora 2, que atende o Medidor M7, de um Consumidor Livre em sua área de concessão. Para medição ajustada do medidor M5 o consumo do medidor M7 é subtraído do medidor M5, ou seja, a medição da distribuidora 2 (M5) é subtraída da medição do consumidor livre (M7), logo M5 terá medição de 275 MWh de medição.

Portanto para o terceiro e último passo já é possível determinar o volume de energia equivalente à participação no rateio de perdas de Rede Básica, uma vez obtida a medição ajustada final e o rateio da participação da Rede Básica. Para o medidor AGP1, por exemplo, a medição ajustada final é 500 MWh. Considerando que 76,92% desse consumo será suprido pela Rede Básica, o volume de energia equivalente à sua participação no rateio é de 384,62 MWh.

Os dados calculados são mostrados na tabela 1 e figura 14.

Tabela 1: Volume de Energia Equivalente à Participação no Rateio de Perdas da RB
Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

Nível 1	Medidor	Medição Ajustada Final (MWh)	% de participação do consumo no Rateio	Volume de energia equivalente à participação no Rateio (MWh)
	AGP1	500	76,92%	384,6
Nível 2	Medidor	Medição Ajustada Final (MWh)	% de participação do consumo no Rateio	Volume de energia equivalente à participação no Rateio (MWh)
	AGP2	162,5	76,92%	124,99
	M4	150	0%	0
	M5	275	76,92%	211,53
	AGP3	162,5	37,59%	61,08
Nível 3	Medidor	Medição Ajustada Final (MWh)	% de participação do consumo no Rateio	Volume de energia equivalente à participação no Rateio (MWh)
	M7	50	76,92%	38,46
	M8	332,5	37,59%	124,99
	M9	170	0%	0

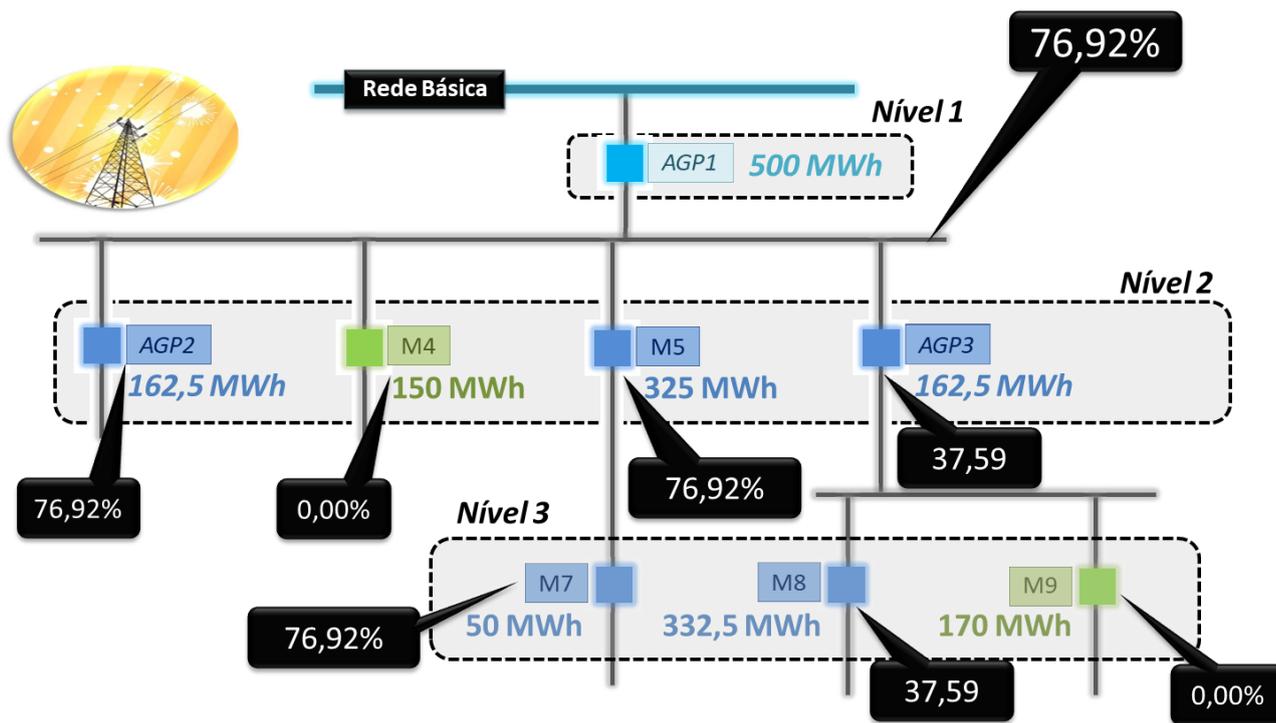


Figura 14: Volume de Energia Equivalente à Participação no Rateio de Perdas RB
 Fonte: www.ccee.org.br – Portal do Aprendizado (2018).

2.9 Revisão Tarifária

De acordo com a ANEEL em sua 7ª publicação “Por dentro da Conta de Luz”, antigamente, a tarifa de energia era única em todo o Brasil. As concessionárias tinham direito a uma remuneração garantida porque vigorava o regime de regulação pelo custo do serviço. Áreas de concessão que obtivessem remuneração superior à garantida recolhiam o excedente a um fundo do qual as distribuidoras com rentabilidade inferior à garantida retiravam a diferença.

A Lei nº 8.631/1993 extinguiu o regime de equalização das tarifas de energia elétrica nos Estados brasileiros. A Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987/95), por sua vez, determinou que a tarifa fosse fixada por concessionária (tarifa pelo preço e não mais pelo custo do serviço), dando início à regulação por incentivos, mediante a qual as distribuidoras são incentivadas a se tornarem mais eficientes.

As revisões tarifárias e reajustes tarifários passaram, então, a considerar as características de cada área de concessão, tais como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de Distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada pelas distribuidoras.

Além da tarifa, os impostos e as taxas de iluminação pública também não são iguais em todos os Estados e municípios. Não é competência da ANEEL defini-los.

A tarifa deve garantir o fornecimento de energia com qualidade e assegurar aos prestadores dos serviços receitas suficientes para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento.

Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, podendo ser maior ou menor do que os custos praticados pelas empresas.

2.9.1 Reposicionamento Tarifário

Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, podendo ser maior ou menor do que os custos praticados pelas empresas.

Existem três mecanismos de reposicionamento do nível tarifário, previstos nos contratos de concessão (cláusula econômica), conforme figura 15.

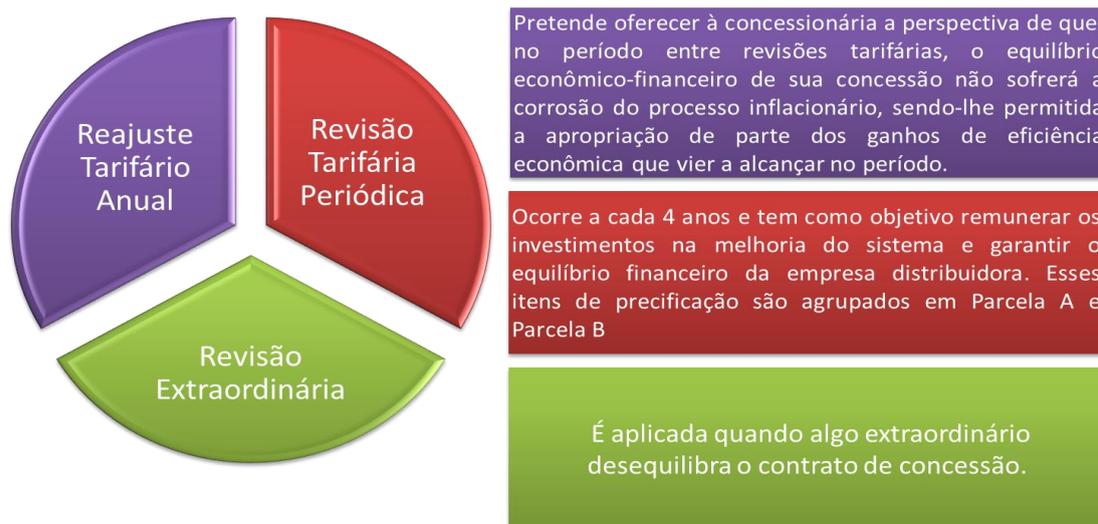


Figura 15: Mecanismos de Alteração de Nível Tarifário
 Fonte: Própria (2018).

O Nível Tarifário é composto por elementos de custos econômicos que podem ser agrupados em dois grandes conjuntos:

- Parcela A;
- Parcela B;

A Parcela A envolve os custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora. Os itens que compõe a Parcela A são, custo de Aquisição de Energia, Custo com Transporte de Energia e Encargos Setoriais, são custos não gerenciáveis pela distribuidora.

A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de Distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.

Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas.

Os custos de Parcela B são revisados a cada 4 anos, no reajuste tarifário o qual depende do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão.

Itens da Parcela A custos Não Gerenciáveis:

- Transporte de ITAIPU (LTs CC, subsistemas norte e nordeste não tem esta despesa que é em dólar);
 - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
 - Conexão;
 - Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética;
 - Cota de Desenvolvimento Energético – CDE (É um encargo norte e nordeste paga somente 5%. A partir de 2016, esta regionalização de pagamento da CDE termina em aproximadamente 12 anos, será cobrado com isonomia. É o maior encargo da tarifa de energia);
-

- Programa de Incentivos às Fontes de Energia Elétrica – Proinfa;
- Encargo de Serviço de Sistema – ESS;
- Encargo de Energia de Reserva – EER;
- Receitas Irrecuperáveis;
- Despesas com compra de energia elétrica;
- Acesso ao sistema de Transmissão e Distribuição de energia Elétrica.

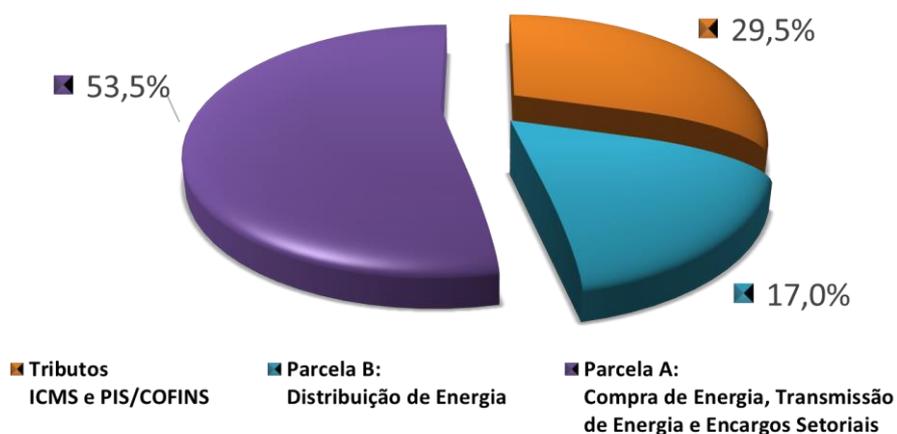
Itens da Parcela B Custos Gerenciáveis:

- Remuneração de Capital Próprio;
- Remuneração de Capital de Terceiros;
- ONS;
- Quotas de Reintegração;
- Operação e Manutenção.

Conforme se observa do gráfico 1 os custos de energia representam atualmente a maior parcela de custos (53,5%), seguido dos custos com tributos (29,5%).

A parcela referente aos custos com Distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos e operar todo o sistema de Distribuição, representa apenas 17% dos custos das tarifas.

Gráfico 1: Composição Média da Tarifa de Energia no Brasil
 Fonte: ANEEL – Por Dentro da Conta de Luz – 7ª Edição (2016, p. 18).



No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X.

O Fator X visa a garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reajustes tarifários posteriores, transferindo os ganhos potenciais de produtividade do segmento de Distribuição de energia elétrica aos consumidores, e, além disso, busca incentivar a melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. Existe uma tendência de que, no longo prazo, as concessionárias de Distribuição atendam a maiores mercados e melhorem suas práticas de gestão, de modo a aumentar os ganhos. O fator X busca repassar parte desses ganhos aos consumidores. A equação abaixo apresenta os componentes do fator X.

$$\text{Fator X} = P_d + Q + T$$

onde:

P_d : Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q : Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

T : Trajetória de custos operacionais.

2.9.2 Encargos Setoriais

De acordo com a ABADEE tratam-se como encargos as contribuições que constam da tarifa de energia elétrica, mas que não são impostos ou tributos, mas sim contribuições instituídas por Lei, cujos valores são estabelecidos por resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Cada encargo visa a obter recursos e a financiar necessidades específicas do setor elétrico.

Vale enfatizar que é a própria ANEEL responsável pela implantação/execução de cada encargo, calculando seu valor e retendo os recursos a eles destinados.

2.9.3 Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários.

A estrutura do PRORET foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011, sendo que ele está organizado em 12 módulos, que por sua vez estão subdivididos em submódulos.

3 Estudo de caso

Para estudo de caso foi escolhida a Subestação Maringá com tensão de Rede Básica em 230 kV.

O Serviço Auxiliar da SE é suprido pelos transformadores 225 kVA e 112,5 kVA, em 13,8/0,22 kV, portanto medido e contabilizado como carga da Copel DIS no secundário dos transformadores TA, TB e TC, ou seja, o Serviço Auxiliar provém da própria Subestação da Rede Básica e não de uma rede de Distribuição externa.

Foi observado que na separação entre as empresas GTD da Copel, a Unidade Consumidora do Serviço Auxiliar da SEMGA, continuou a ser faturada, ou seja, a carga do Serviço Auxiliar continuou a ser medida, gerando fatura de energia para Copel GeT, porém este consumo não era mais remunerado pela ANEEL como consumo próprio, após a desverticalização da Copel.

Para Copel DIS se manteve o consumo próprio remunerado pela ANEEL, para seus Serviços Auxiliares das subestações de subtransmissão e Distribuição.

Este capítulo tem por objetivo mostrar como foi implantada a medição de fronteira para medição de cargas de Serviços Auxiliares da SEMGA, de modo atender procedimentos de comercialização e procedimentos de rede da CCEE e do ONS respectivamente e, por conseguinte, a redução de custos com faturas de energia par Copel GeT têm Serviços Auxiliares alimentados por distribuidoras dentro de suas instalações pertencentes à Rede Básica.

3.1 Descrição da Subestação Maringá 230 kV

A Subestação Maringá está localizada na cidade de Maringá/PR, na Rodovia Eng. Osvaldo P. Lacerda PR 323 - Parque Industrial, é objeto de outorga perante ANEEL com Contrato de Concessão N° 060/ 2001. Este Contrato regula a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, objeto da concessão de que é titular a transmissora, cujo prazo foi prorrogado por meio da Portaria MME no 185, de 06 de junho de 2001, publicada no Diário Oficial de 07 de junho de 2001, para as instalações relacionadas, no Anexo I e constantes da Resolução ANEEL no 166, de 31 de maio de 2000, publicada no Diário Oficial de 1° de junho de 2000, nas resoluções posteriores

expedidas pela ANEEL, e para as Instalações de Conexão e Demais Instalações de Transmissão, constantes do Processo ANEEL no 48500.000610/99-21.

Este contrato de concessão e seus termos aditivos podem ser encontrados no site da Copel.

A Subestação Maringá é composta de linhas de transmissão e seus terminais, transformadores e seus terminais e demais equipamentos destinados a cumprir uma função de regulação de tensão, controle de fluxo de potência ou conversão de frequência, pertencentes à Copel GeT, pelo tempo definido na concessão. Nesta Subestação existem circuitos 4 circuitos em 230 kV, 6 circuitos em 138 kV, 3 circuitos em 34,5 kV, 14 circuitos em 13,8 kV, 3 transformadores de fronteira de 150 MVA com tensões em 230/138/13,8 kV e 3 transformadores de carga de 41 MVA com tensões em 138/34,5/13,8kV e ainda para controle de tensão da Rede Básica existem 2 reatores com potência de 15 kVAr cada um, conectados aos terciários em 13,8 kV de dois dos três transformadores de fronteira desta Subestação.

A figura 16 mostra a Subestação e suas áreas por nível de tensão.

3.2 Serviços Auxiliares da Subestação Maringá

Para atendimento de todas as cargas não essenciais e essenciais da Subestação existem 2 transformadores trifásicos em corrente alternada conectados a barra de 13,8 kV pertencentes a distribuidora, Copel DIS.

Estas fontes em corrente alternada atendem o procedimento de rede submódulo 2.3, que trata de fontes para Serviços Auxiliares em corrente alternada, conforme explicitado no capítulo 2, subitem 2.6.

Os Serviços Auxiliares são classificados como Serviço Auxiliar 1 – SA1 e Serviço Auxiliar 2 – SA2, com potências de 225 e 112,5 kVA respectivamente.

A figura 17 mostra os dois Serviços Auxiliares da Subestação Maringá conectados a barra de 13,8 kV.



Figura 16: Subestação Maringá 230 kV
 Fonte: Própria (2018).

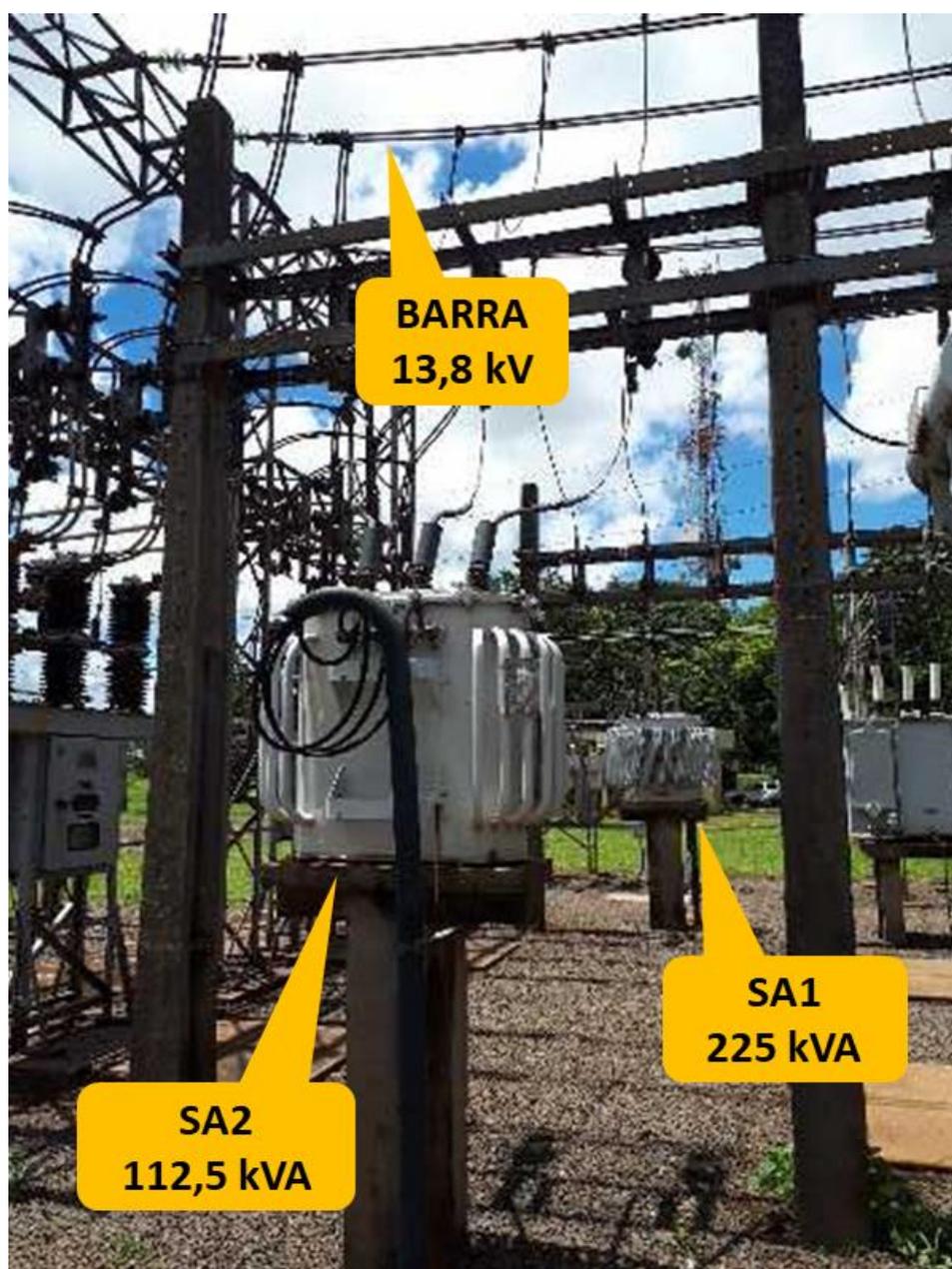


Figura 17: Serviços Auxiliares Subestação Maringá 230 kV
 Fonte: Própria (2018).

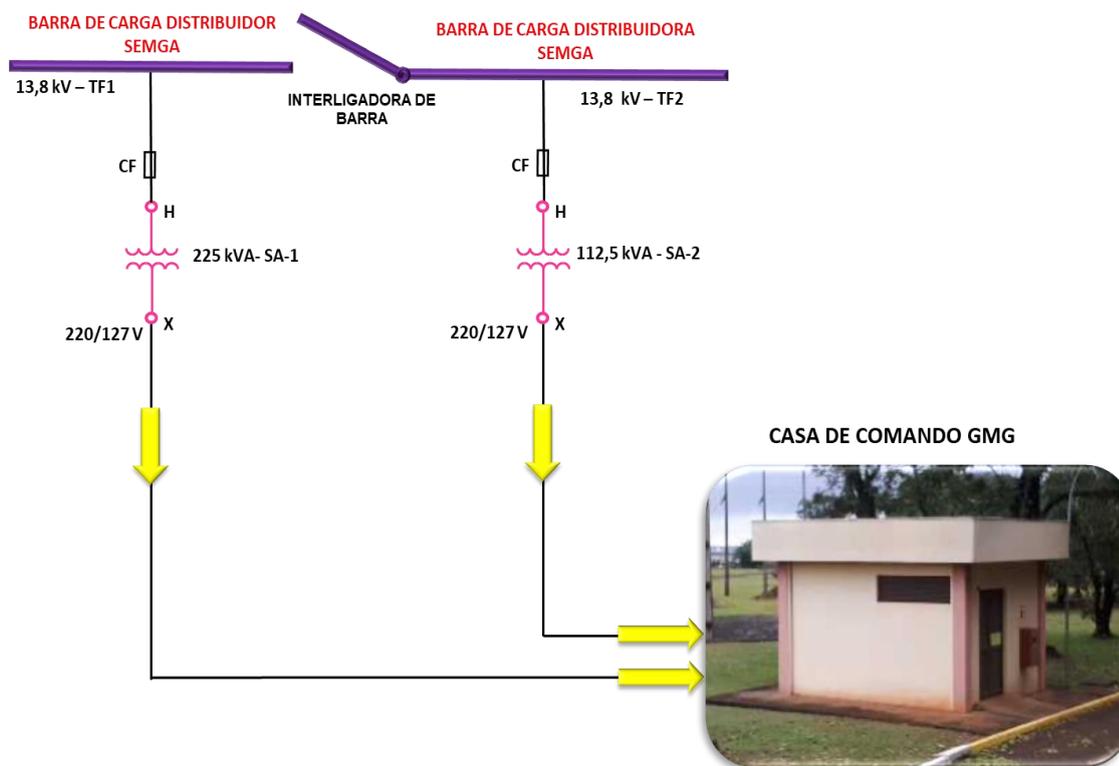
Ainda para atendimento ao procedimento de rede é necessário mais uma fonte em corrente alternada por meio de Grupo Motor Gerador – GMG, ou seja, um gerado a diesel com potência suficiente para atendimento das cargas essenciais da Subestação.

As figuras 18 e 19 apresentam o GMG e sua casa em alvenaria respectivamente. Estas fontes são automatizadas de forma que a Subestação tenha redundância de fontes em corrente alternada, ou

seja, caso a alimentação da fonte SA1 tenha algum problema de fornecimento de energia entra automaticamente a fonte SA2, caso ocorra um problema na fonte 2 entra automaticamente a fonte do GMG. Caso a fonte do GMG tenha problema ainda há um banco de baterias em 125 VCC que suporta até 10 horas a alimentação das cargas, para uma possível recomposição, supervisão e controle da Subestação.



Figura 18: GMG Subestação Maringá 230 kV
 Fonte: Própria (2018).



Figura

19: Casa do GMG Subestação Maringá 230 kV
Fonte: Própria (2018).

A figura 20 apresenta a topologia existente, para atendimento das cargas dos Serviços Auxiliares da SEMGA.

3.3 Medição Atual dos Serviços Auxiliares SEMGA

Conforme observado na figura 20 é possível verificar que existe uma medição para energia consumida pelos Serviços Auxiliares da Subestação Maringá, que mede também a energia gerada pelo GMG o que é irregular. A figura 21 mostra o medidor instalado no painel de Serviços Auxiliares em corrente alternada na sala de comando da Subestação.

Os dados da Unidade Consumidora estão abaixo:

- UC: 26136937;
- Coordenadas UTM: 399324,7406577;
- Cliente: COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.;

- Coordenadas UTM: 399324,7406577;
- Número Medidor: 810354365;
- Tipo Fornecimento: Convencional;
- Classe: Comercial;
- Grupo: B3;

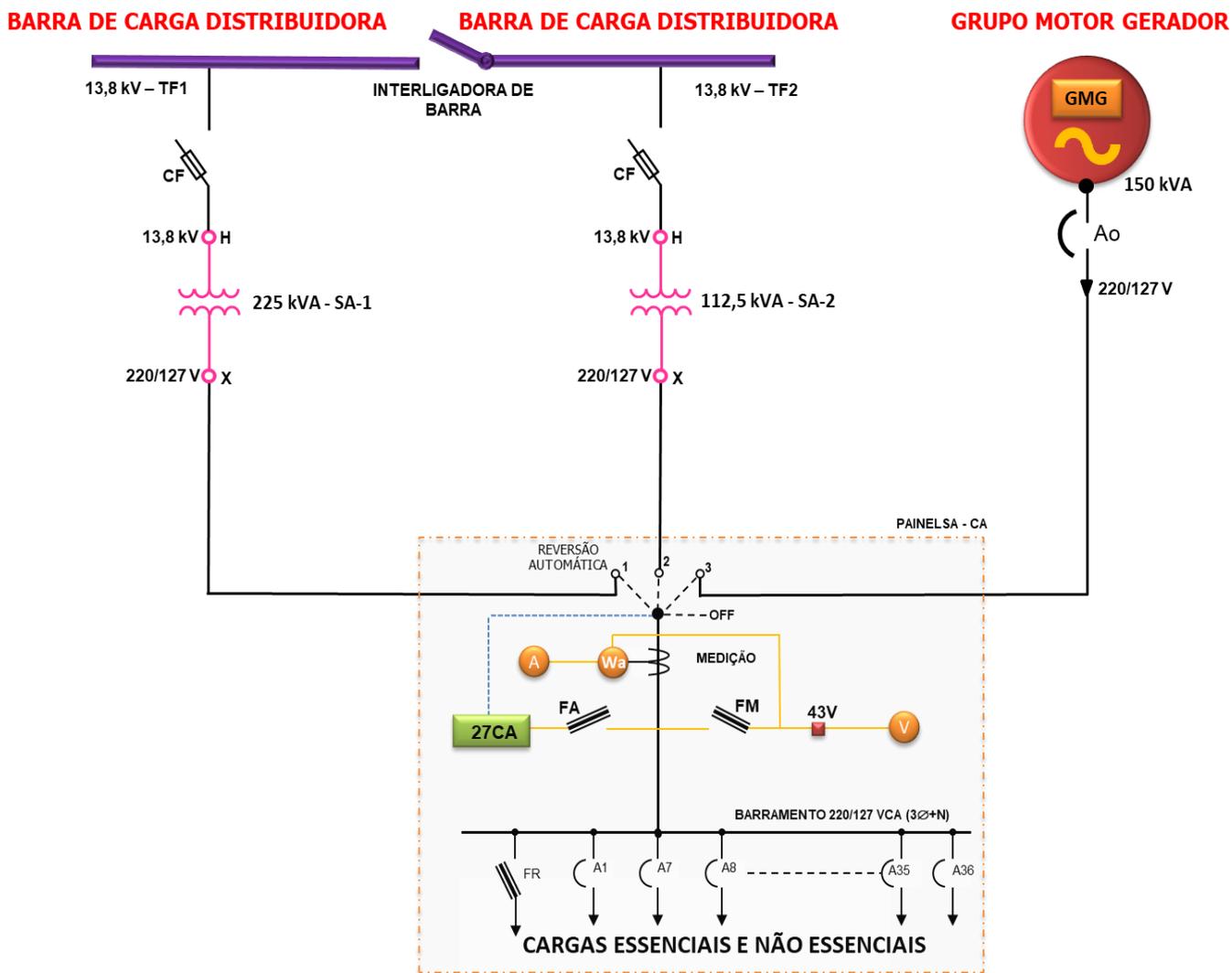


Figura 20: Topologia dos Serviços Auxiliares Subestação Maringá 230 kV
 Fonte: Própria (2018).

Após a desverticalização da Copel em Geração/Transmissão e Distribuição a Copel GeT se tornou cliente cativo da Copel DIS, para atendimento das cargas dos Serviços Auxiliares de Subestação Maringá, conforme é possível ser observado na fatura de energia com vencimento em janeiro de 2017, na figura 22.



Figura 21: Medidor de energia dos Serviços Auxiliares Subestação Maringá 230 kV
 Fonte: Própria (2018).

3.3.1 Custo com Faturas de Energia 2016 SEMGA

Conforme pode ser observado na figura 22, de janeiro a dezembro de 2016 foi verificado um montante com despesas com energia de R\$ 261.144,91 para Subestação Maringá. A Receita Anual Permitida para o ano de 2016 foi de aproximadamente R\$ 6.150.000,00, o custo com energia elétrica representou 4,25% desta receita. Se considerar-se os 25 anos de concessão que restam e um reajuste

médio de 3% ao ano para as tarifas de energia, irá acumular-se um custo com consumo de energia de Serviços Auxiliares de pelo menos R\$ 9.521.151,30. Este custo evitado, poderá ser transformado em investimento com infraestrutura, veículos, ferramentais, equipamentos de segurança, treinamentos de empregados, participação em eventos do setor elétrico, investimento em qualidade de vida e carreira dos empregados com alto desempenho, entre outros, caso seja adequada esta medição dos Serviços Auxiliares, instalando SMF.

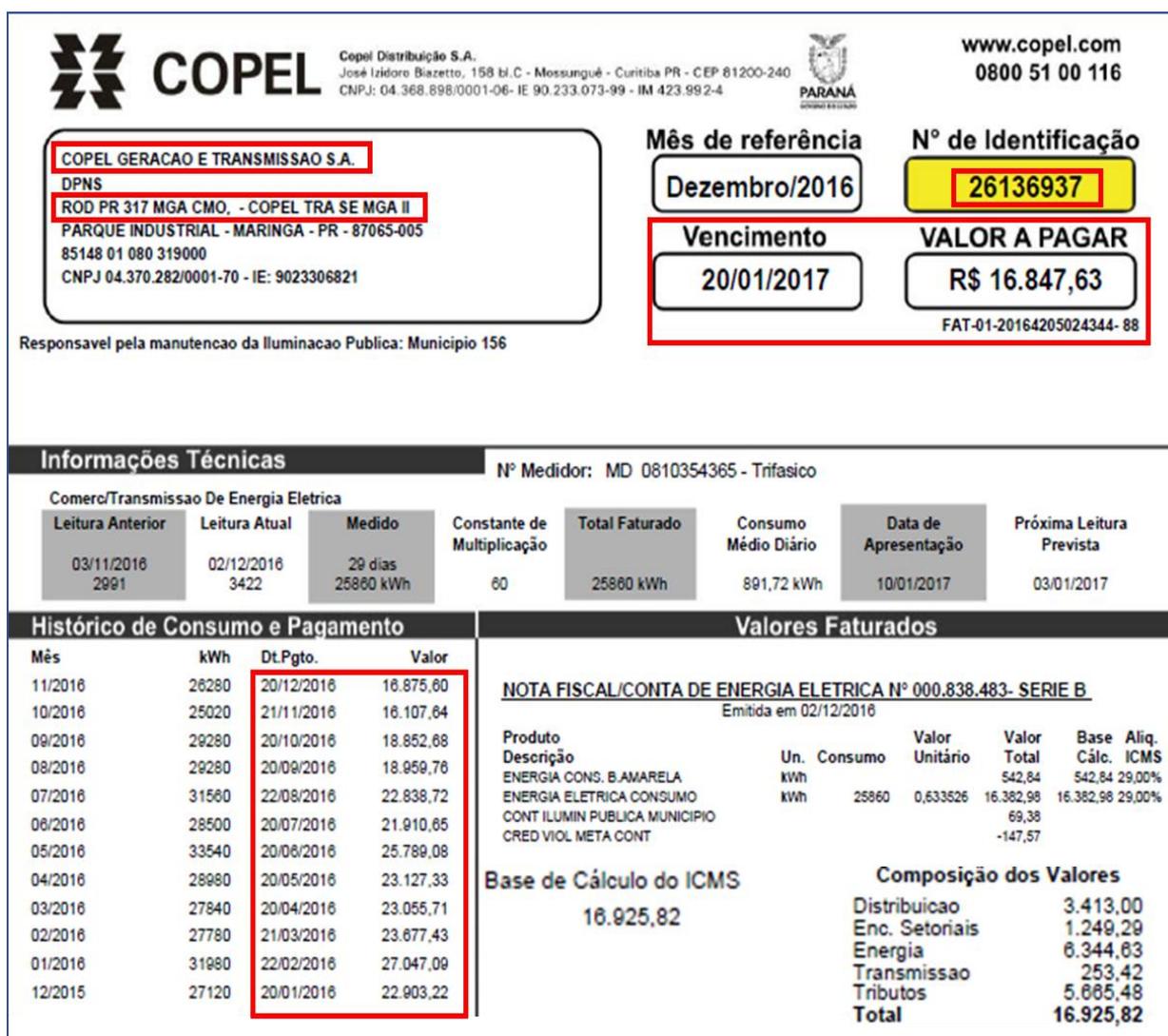


Figura 22: Fatura de Energia dos Serviços Auxiliares da Subestação Maringá 230 kV
Fonte: Fatura de Energia Gerada da Copel DIS para Copel GeT Mensalmente

3.4 Perda de Faturamento para Copel Holding

No Brasil em média apenas 17% da composição das faturas de energia fazem parte da parcela da distribuidora, para cobrir seus custos com OPEX , CAPEX e outros.

Conforme pode ser observado na fatura de energia da figura 22, a parcela arrecadada para distribuidora, será de 20% do valor total da fatura, logo 80% da fatura são valores de rateio para as transmissoras, geradoras e pagamentos de encargos setoriais e de tributos ou seja, faturar energia da Copel DIS para Copel GeT é um péssimo negócio para o grupo Copel controlado por uma Holding.

3.5 Medição Proposta, Serviços Auxiliares SEMGA

O submódulo 12.6 a partir da versão 1.0 no seu item 5, subitem 5.2 diz que, todo Serviço Auxiliar de Subestação de Rede Básica ou de DITC, proveniente destas instalações, através de uma distribuidora, deverá ser medido pela distribuidora, e na contabilização da CCEE será abatido de sua carga, porém não é explicitado como pode ser realizado este abatimento de carga em nenhum procedimento de rede, comercialização ou Distribuição.

Para concluir este trabalho foram realizados vários chamados para CCEE para entendimento de como operacionalizar este processo de abatimento de carga da distribuidora.

O único processo existente no setor elétrico para abatimento de carga de uma distribuidora dentro de uma Subestação de Rede Básica onde se tem transformadores de fronteira e medição de faturamento é por meio de Sistemas de Medição de Faturamento.

Uma dúvida chave para este trabalho era saber se o Sistema de Medição de Faturamento poderia ser instalado no secundário dos transformadores de Serviços Auxiliares, ou seja, na baixa tensão.

A resposta da CCEE por meio do chamado 299469 para esta foi:

“Especificamente, no caso da SE Maringá, integrante da Rede Básica, os SMF estão instalados no lado de 138 kV dos transformadores TA, TB e TC, e medem todo o consumo

da Copel DIS nesta Subestação, não havendo nenhum ponto de medição adicional. De acordo com o diagrama unifilar, o Serviço Auxiliar da SE é suprido pelos transformadores 225 kVA e 112,5 kVA, 13,8-0,22 kV, portanto dentro da carga da Copel DIS. Ratificando o que foi informado à distribuidora, informamos que se a alimentação do Serviço Auxiliar é proveniente de uma carga medida da distribuidora, esta pode instalar SMF, cadastrar no SCDE e incluir na modelagem para ser subtraído da sua carga. Entendemos que, se o Serviço Auxiliar for modelado e subtraído da carga da distribuidora, este não pode ser faturado. Caso a distribuidora opte por modelar o Serviço Auxiliar para ser abatido de sua carga, a localização ideal dos pontos de medição seria no lado de 13,8 kV dos transformadores, porém por conveniência técnica, pode ser instalado no secundário em 0,220 kV. O SMF deve atender os requisitos técnicos dispostos nos procedimentos.”

Outra dúvida importante era saber como esta carga seria classificada tendo em vista que seria abatida, ou seja, não faria mais parte da carga da distribuidora. A CCCE respondeu complementando o chamado 299469 pelo chamado 300547 que diz:

“Em complemento ao chamado nº 299469, todo Serviço Auxiliar de Subestação de Rede Básica ou DIT, proveniente destas instalações através de uma distribuidora, poderá ser medido pela distribuidora, e na contabilização da CCEE será abatido de sua carga. O consumo do Serviço Auxiliar de uma Subestação de Rede Básica proveniente de uma rede de Distribuição externa à Subestação (uma outra Subestação da distribuidora) não será comercializada na CCEE, exceto se essa energia for adquirida no mercado livre. A carga do Serviço Auxiliar da Subestação da Rede Básica é considerada perda na Rede Básica. Esta situação que permite instalação de SMF para cadastro no SCDE e modelagem para subtração de carga da distribuidora vale também para DIT. A distribuidora não pode fazer o mesmo processo de subtração da carga em instalações que ela provê alimentação de Serviços Auxiliares de subestações de Distribuição. Como exemplo, na Subestação Maringá Serviço Auxiliar da SE é suprido pelos transformadores 225 kVA e 112,5 kVA, 13,8-0,22 kV, portanto medido e contabilizado como carga da Copel DIS no secundário dos transformadores TA, TB e TC, ou seja, o Serviço Auxiliar provém da própria Subestação da Rede Básica e não de uma rede de Distribuição externa. A necessidade de instalação de SMF para o Serviço Auxiliar de Subestação ou usina deve ser analisada caso a caso, pois depende de sua configuração.”

Após respondidas estas dúvidas surgiu outra que poderia inviabilizar o processo de sistema de medição de faturamento no secundário de transformadores de Serviços Auxiliares em função da Resolução Normativa 759 de 7 de fevereiro de 2017, que estabelece procedimentos e requisitos atinentes ao Sistema de Medição para Faturamento – SMF, para instalações conectadas ao sistema de Distribuição. Esta resolução estabelece em seu artigo 4º, parágrafo terceiro que:

É permitida a utilização de medição no secundário do transformador da unidade consumidora, observando:

I - que sejam utilizados medidores que possuam algoritmo para a compensação das perdas elétricas correspondentes;

II - a relação dos medidores de que trata o inciso I será divulgada no portal eletrônico da CCEE;

III - seja fornecido pelo consumidor à distribuidora o relatório de ensaio do transformador, referente aos dados necessários à parametrização do medidor;

IV - e o relatório a que alude o inciso III poderá ser solicitado pela CCEE à distribuidora a qualquer tempo.

O estabelecido pela resolução 759, sobre a medição secundária não era viável devido a necessidade de retirada dos transformadores de Serviços Auxiliares em função do envio obrigatório a um laboratório autorizado para emissão de relatórios de ensaio, esta mobilização geraria altos originados pelos tipos dos medidores, além disso a emissão dos relatórios podem ser solicitadas a qualquer tempo pela CCEE após a instalação do SMF.

Foi aberto chamado para CCEE número 300771 sobre a obrigatoriedade do atendimento a resolução 759 para o Sistema de Medição de Faturamento no secundário dos transformadores dos Serviços Auxiliares e foi obtida a seguinte resposta:

“Entendemos que a Resolução Normativa Nº 759, de 7 de fevereiro de 2017, aplica-se às unidades consumidoras e centrais geradoras conectadas ao sistema de Distribuição e às conexões entre distribuidoras e, portanto, o Serviço Auxiliar de usinas e subestações deve ter um tratamento diferente. Especificamente, no caso de Serviço Auxiliar de uma SE integrante da Rede Básica (por exemplo SE Maringá), se a distribuidora optar por instalar

SMF em 220 V, e queira utilizar medidores dotados de algoritmo de compensação, é obrigatório o relatório de ensaios do transformador. A utilização do algoritmo não é obrigatório, porém se a opção for esta, o relatório passa a ser obrigatório.”

De acordo com a resposta ao chamado número 300771 foi tomada a decisão de não instalar medidores com algoritmo de compensação para viabilizar a instalação do SMF no secundário dos transformadores de Serviços Auxiliares. As perdas dos transformadores dos Serviços Auxiliares que são em torno de 2% se somarão as perdas técnicas da distribuidora.

3.5.1 SMF para Serviços Auxiliares de Rede Básica

Após todo trabalho de viabilizar a instalação de Sistema de Medição de Fronteira no secundário de transformadores de Serviços Auxiliares a próxima etapa foi operacionalizar a instalação. A figura 23 ilustra como será a instalação na Subestação Maringá, a localização do SMF e onde está a medição de fronteira da Copel DIS.

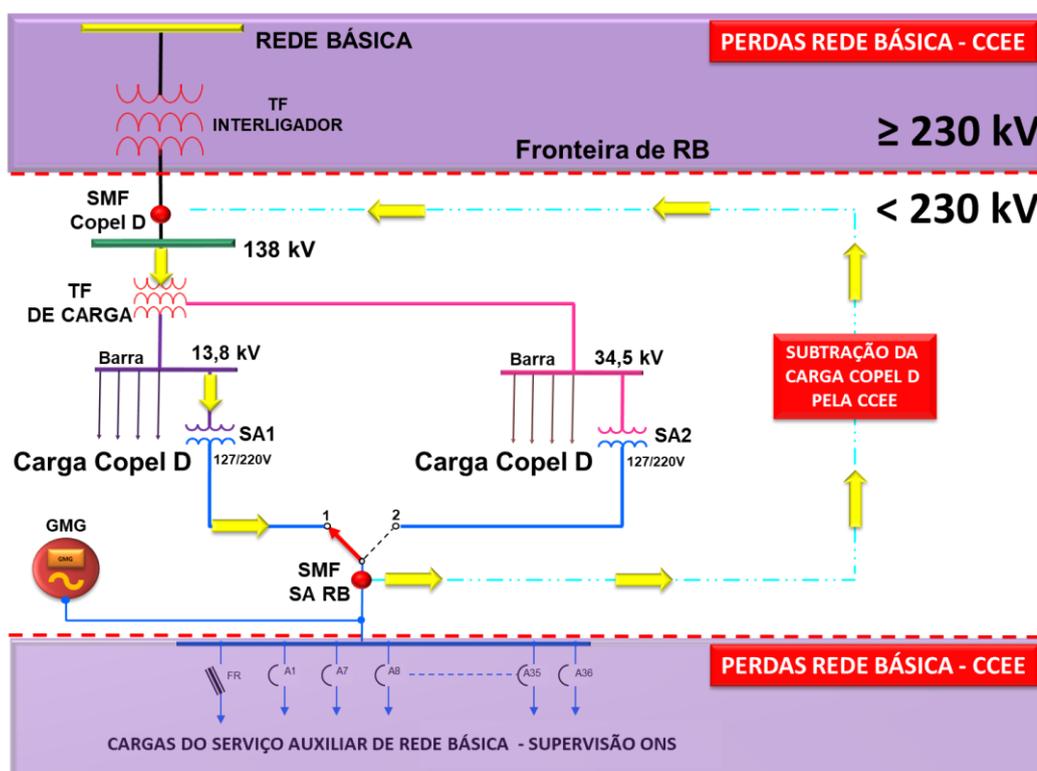


Figura 23: Representação de SMF para Serviços Auxiliares da Subestação Maringá 230 kV
Fonte: Própria (2018).

Conforme descrito no item 2.7 deste trabalho e mostrado na figura 10, existem várias etapas para instalação e operação de um Sistema de Medição de Faturamento. Já foram cumpridas as etapas até a aprovação de parecer de localização pela CCEE.

A aprovação do parecer de localização é solicitada com o envio do diagrama unifilar da Subestação Maringá e o diagrama unifilar do SMF para CCEE.

O painel do Sistema de Medição de Faturamento será instalado dentro da casa do GMG mostrado na figura 19, em local coberto e fechado.

A localização do ponto de medição de tensão e corrente são mostrados na figura 24, no painel do GMG, onde é realizada a comutação dos Serviços Auxiliares em 220 V entre fases e 127 V entre fase e neutro. O posicionamento do Painel de Medição de Faturamento – PMF e do painel do GMG dentro da sala são mostrados na figura 25. A arquitetura de rede de comunicação é mostrada na figura 26.

Toda instalação deverá atender os Procedimentos de Rede do ONS e Comercialização da CCEE que tratam de SMFs.

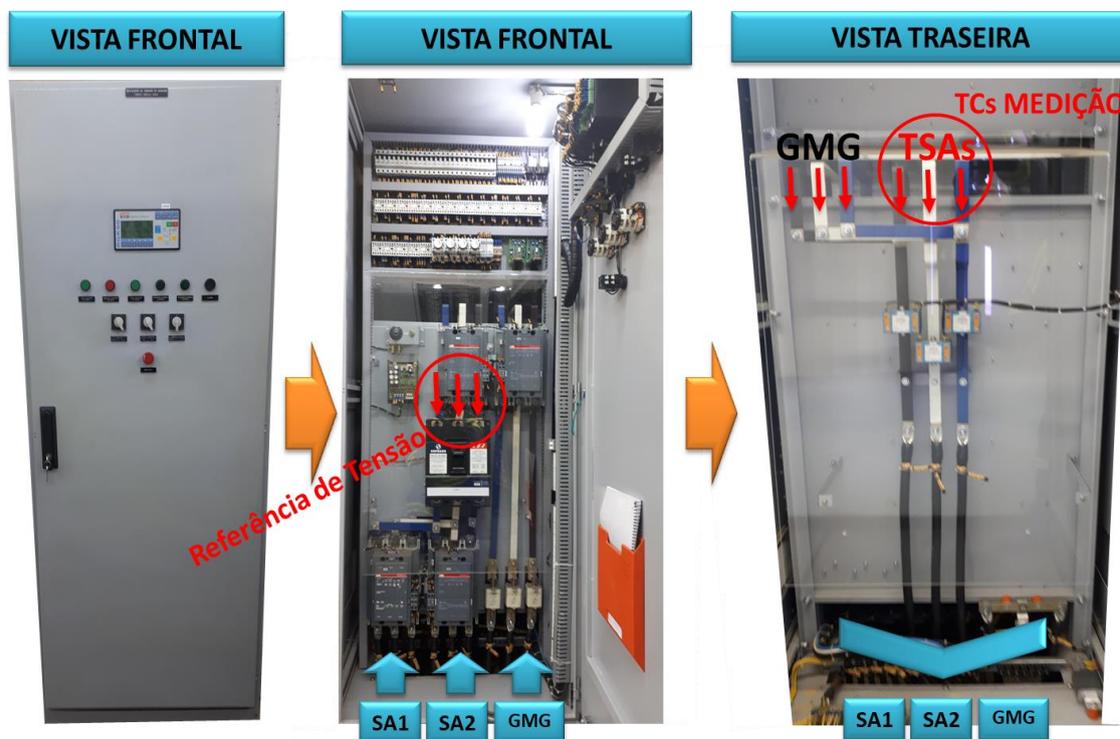


Figura 24: Pontos de Medição de Tensão e Corrente para os Medidores do SMF
 Fonte: Própria (2018).

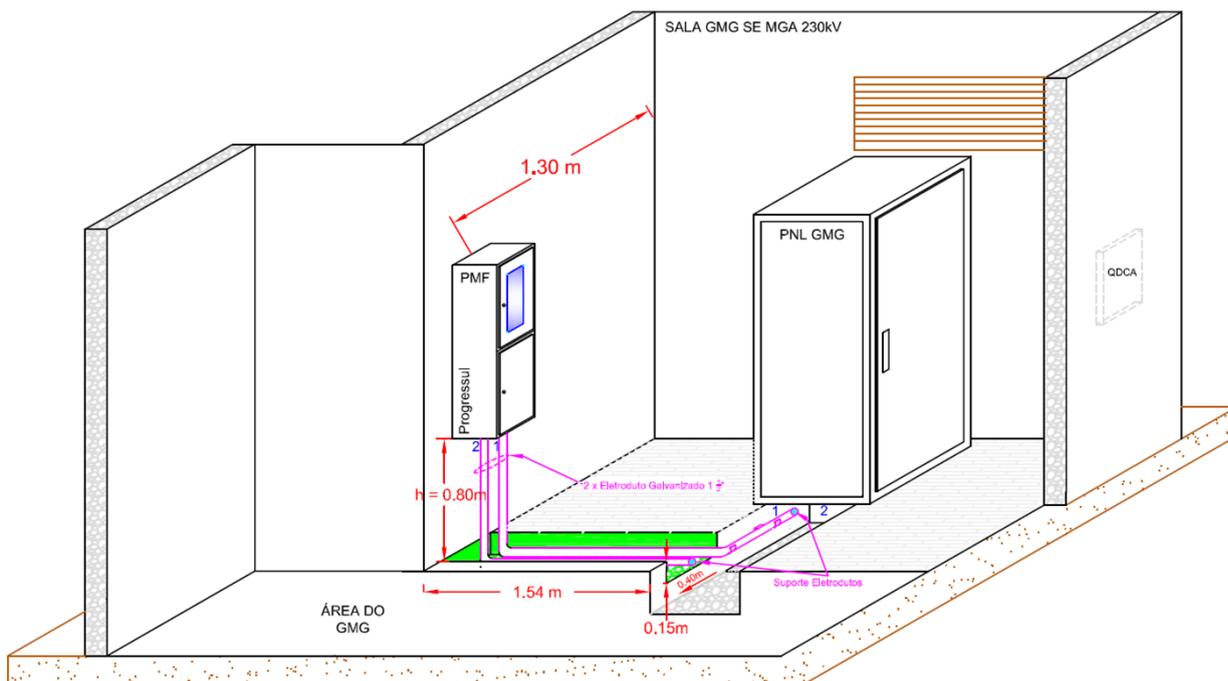


Figura 25: Posicionamento dos Painéis do GMG e SMF

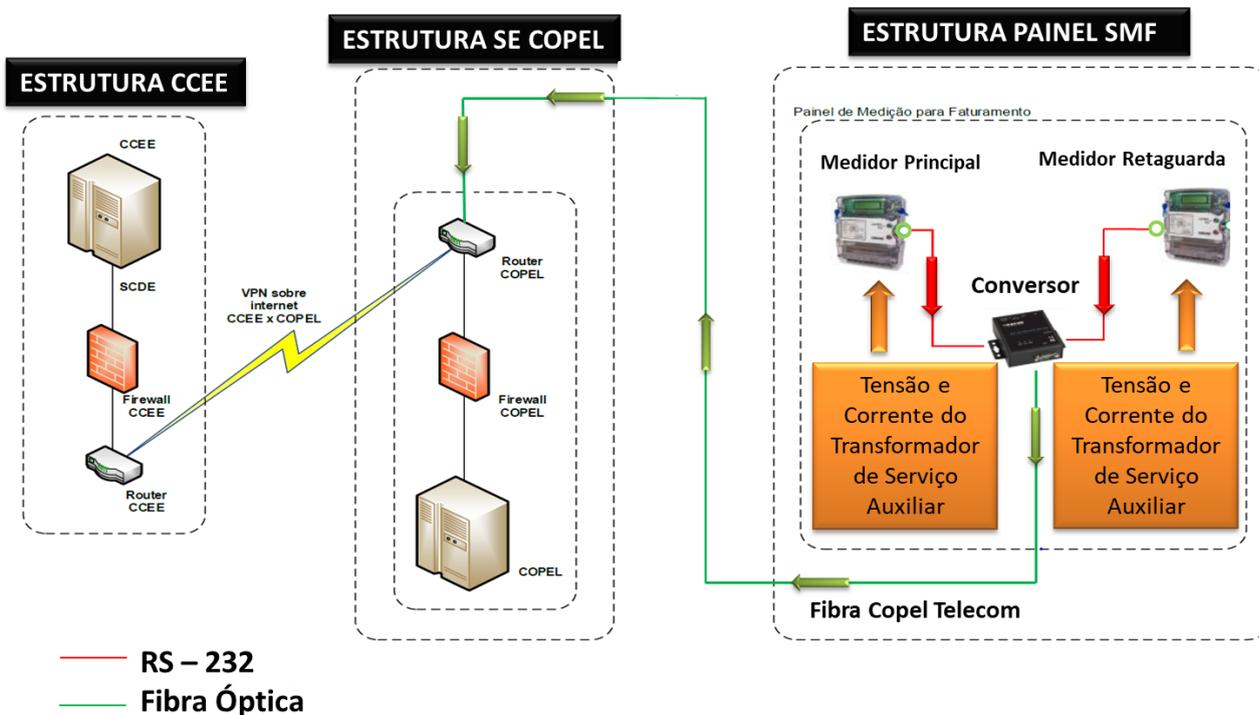


Figura 26: Arquitetura do Sistema de comunicação do SMF para Abatimento de Carga
Fonte: Própria (2018).

Conforme descrito no item 2.7.2 deste trabalho o Sistema de Medição de Faturamento possibilita a coleta dos medidores de energia em kWh a cada 5 minutos, identificando o tipo de medição a ser feita nos canais de Geração e Consumo, neste caso é consumo, estas medições são integralizadas por hora. A unidade de medida utilizada no SCDE é kWh e kVARh, e na contabilização a unidade utilizada é MWh

A aquisição das informações pelo SCDE é feita de forma automática pela internet por meio de uma rede privada virtual – VPN, usada apenas pelo agente e a CCEE, por utilizar protocolos de criptografia as VPNs visam a comunicação segura entre os medidores de energia e a CCEE.

3.6 Especificação Técnica para Aquisição do SMF

A especificação técnica para o projeto, confecção do Painel de Medição de Faturamento, Serviços de Instalação e Comissionamento atendendo todos os requisitos estabelecidos no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS – Operador Nacional do Sistema, relativo a implantação do Sistema de medição e Faturamento - na Unidades da Copel Geração e Transmissão localizada em Maringá – PR.

3.7 Cronograma para Instalação do SMF

O cronograma de projeto e instalação completa do SMF na SEMGA está na tabela 3.

Este cronograma foi acordado entre a empresa vencedora da tomada de preços para projeto e serviços de instalação, denominada Progressul Sistemas de Energia - Progressul Comercio e Serviços Ltda de Schroeder, CNPJ 11.125.097/0001-85, localizada na Rua Erich Froehner, 2400, Schroeder/SC com as seguintes informações para contato:

- E-mail: progressul@progressul.com.br
 - E-mail: engenharia@progressul.com.br
 - Fone: (47) 3054 – 0123
-

Tabela 3 : Cronograma de Projeto e Instalação SMF da SEMGA
 Fonte: Progressul Sistemas de Energia - Progressul Comercio e Serviços Ltda

Id	Modo da Tarefa	Nome da Tarefa	Duração	Início	Término	Predecessoras	Nomes dos recursos
1		PRO60066 - COPEL GER. E TRANSM. ENERGIA - MARINGÁ (COPEL) R01	52 dias	Seg 24/09/18	Ter 04/12/18		
2		Abertura do Projeto	4 dias	Seg 24/09/18	Qui 27/09/18		
3		Data Real de Início	0 dias	Qui 27/09/18	Qui 27/09/18	2	
4		Tempo de Projeto	39 dias	Ter 02/10/18	Sex 23/11/18		
5		PROJETOS	18 dias	Ter 02/10/18	Qui 25/10/18		
6		Solicitação/Recebimento de Info. Do Cliente / Visita (Cadastrros, Fatura, Desenhos, etc.)	5 dias	Ter 02/10/18	Seg 08/10/18	3Ti+2 dias	Maia
7		Solicitação Diagrama Unifilar (COPEL)	1 dia	Ter 02/10/18	Ter 02/10/18	3Ti+2 dias	Maia
8		Solicitação Parecer de Localização (COPEL)	1 dia	Ter 02/10/18	Ter 02/10/18	3Ti+2 dias	Maia
9		Recebimento do Diagrama Unifilar (COPEL)	2 dias	Qua 03/10/18	Qui 04/10/18	7	Maia
10		Recebimento do Parecer de Localização (COPEL)	8 dias	Qua 03/10/18	Sex 12/10/18	8	Maia
11		Elaboração do Projeto	3 dias	Seg 15/10/18	Qua 17/10/18	9;10	Maia
12		Envio do Projeto + Parecer para Aprovação	1 dia	Qui 18/10/18	Qui 18/10/18	11	Maia
13		Análise, Reanálise e APROVAÇÃO (COPEL)	5 dias	Sex 19/10/18	Qui 25/10/18	12	COPEL
14		PLANEJAMENTO DE MATERIAIS	13 dias	Ter 02/10/18	Qui 18/10/18		
15		Plan Lataria / Materiais Críticos (Incluso Medidor)	1 dia	Ter 02/10/18	Ter 02/10/18	3Ti+2 dias	Maia
16		Plan Materiais Elétricos / Miscelâneas - Montagem	1 dia	Qui 18/10/18	Qui 18/10/18	11	Maia
17		Plan Materiais / Miscelâneas - Instalação	1 dia	Qui 18/10/18	Qui 18/10/18	11	Maia
18		SUPRIMENTOS / MATERIAIS	21 dias	Qua 03/10/18	Qua 31/10/18		
19		Críticos	17 dias	Qua 03/10/18	Qui 25/10/18		
20		Orçamento - Lataria / Materiais Críticos	2 dias	Qua 03/10/18	Qui 04/10/18	15	Odair
21		Elaboração - Projeto Executivo - Lataria (Terceiro)	3 dias	Sex 05/10/18	Ter 09/10/18	20	Terceiro
22		Aprovação - Projeto Executivo (Terceiro)	1 dia	Qua 10/10/18	Qua 10/10/18	21	Maia
23		Compra / Fabricação / Recebimento - Lataria	10 dias	Qui 11/10/18	Qua 24/10/18	22	Odair, Terceiro
24		Compra / Fabricação / Recebimento - Materiais Críticos	15 dias	Sex 05/10/18	Qui 25/10/18	20	Odair, Terceiro
25		Materiais Elétricos / Miscelâneas - Montagem	7 dias	Sex 19/10/18	Seg 29/10/18		
26		Orçamento Materiais Elétricos / Miscelânea - Montagem	3 dias	Sex 19/10/18	Ter 23/10/18	16	Odair
27		Aprovação - Materiais Elétricos / Miscelâneas - Montagem	1 dia	Qua 24/10/18	Qua 24/10/18	26	Maia
28		Compra / Fabricação / Recebimento - Materiais Elétricos / Miscelâneas - Montagem	3 dias	Qui 25/10/18	Seg 29/10/18	27	Odair, Terceiro
29		Materiais / Miscelâneas - Instalação	9 dias	Sex 19/10/18	Qua 31/10/18		
30		Orçamento Materiais / Miscelânea - Instalação	3 dias	Sex 19/10/18	Ter 23/10/18	17	COPEL
31		Aprovação - Materiais / Miscelâneas - Instalação	1 dia	Qua 24/10/18	Qua 24/10/18	30	COPEL
32		Compra / Fabricação / Recebimento - Materiais / Miscelâneas - Instalação	5 dias	Qui 25/10/18	Qua 31/10/18	31	COPEL
33		MANUFATURA	5 dias	Qui 25/10/18	Qua 31/10/18		
34		Montagem Mecânica	1 dia	Qui 25/10/18	Qui 25/10/18	23	Marcelo, Montagem
35		Montagem Elétrica	1 dia	Ter 30/10/18	Ter 30/10/18	34;24;28	Marcelo, Montagem
36		Inspeção de Rotina	1 dia	Qua 31/10/18	Qua 31/10/18	35	Marcelo, Montagem
37		EMBALAGEM E TRANSPORTE	9 dias	Ter 30/10/18	Sex 09/11/18		
38		Orçar Fretes - Painéis	2 dias	Ter 30/10/18	Qua 31/10/18	36Ti-2 dias	Odair
39		Orçar Fretes - Materias de Instalação	2 dias	Ter 30/10/18	Qua 31/10/18	36Ti-2 dias	COPEL
40		Embalagem / Romaneio / NF - Painéis	1 dia	Qui 01/11/18	Qui 01/11/18	36	Marcelo, Montagem
41		Embalagem / Romaneio / NF - Materiais de instalação	1 dia	Qui 01/11/18	Qui 01/11/18	32;36	COPEL
42		Providenciar Coleta - Painéis	1 dia	Sex 02/11/18	Sex 02/11/18	40	Odair, Rafael
43		Providenciar Coleta - Material instalação	1 dia	Sex 02/11/18	Sex 02/11/18	41	COPEL
44		Transporte Rodoviário - Painéis	3 dias	Seg 05/11/18	Qua 07/11/18	42	Terceiro
45		Transporte Rodoviário - Material Instalação	3 dias	Seg 05/11/18	Qua 07/11/18	43	COPEL
46		Entrega - Painel (Londrina P/ Maringá)	2 dias	Qui 08/11/18	Sex 09/11/18	44	Terceiro
47		Entrega - Materiais / Miscelâneas - Instalação	2 dias	Qui 08/11/18	Sex 09/11/18	45	Terceiro
48		INSTALAÇÃO / COMISSONAMENTO	9 dias	Ter 13/11/18	Sex 23/11/18		
49		Execução da Infraestrutura Seca - Fibra	1 dia	Ter 13/11/18	Ter 13/11/18	11Ti+2 dias;46Ti-1 dia;47Ti+	COPEL
50		Elaboração e Envio de Relatório de Execução Infraestrutura Seca - Fibra (COPEL)	1 dia	Qua 14/11/18	Qua 14/11/18	49	COPEL
51		Agendamento - Passagem de Fibra (COPEL / Telecom)	1 dia	Qui 15/11/18	Qui 15/11/18	50	COPEL
52		Execução Passagem de Fibra (COPEL / Telecom)	1 dia	Seg 19/11/18	Seg 19/11/18	51Ti+1 dia	COPEL
53		Agendamento desligamento / comissionamento	1 dia	Ter 20/11/18	Ter 20/11/18	13Ti-2 dias;52	Salésio
54		Serviço de Instalação e Comissionamento do SMF	1 dia	Sex 23/11/18	Sex 23/11/18	53Ti+2 dias;46Ti+2 dias;52Ti	Fábio, COPEL
55		Conclusão - Enviar Relatório de Comissionamento	2 dias	Seg 03/12/18	Ter 04/12/18	54Ti+5 dias	Marcelo, Rafael
56		Fim de Projeto	0 dias	Ter 04/12/18	Ter 04/12/18	55	

O primeiro SMF instalado na Copel GeT nestes moldes foi este da SEMGA. A instalação ocorreu dia 23/11/2018 conforme cronograma da tabela 3 sem nenhuma pendência técnica. A figura 27 apresenta o painel instalado dentro da Casa do GMG da SEMGA. O piso onde está a tubulação galvanizada será recoberto em momento oportuno por concreto.



Figura 27: SMF Instalado na SEMGA
Fonte: Própria (2018).

4 Análise

Analisando o estudo de caso é possível confirmar que o trabalho agrega valores econômicos e regulatórios para todo grupo Copel. Nesta análise demonstra-se o impacto na tarifa para o cliente Copel DIS devido ao abatimento da carga e contabilização da CCEE para Perdas da Rede Básica e o retorno sobre o investimento para Copel GeT referente ao projeto e instalação do SMF na Subestação Maringá.

4.1 Análise do Impacto da Tarifa dos SAs

Para o cálculo do impacto do abatimento da carga da distribuidora e o aumento das Perdas da Rede Básica considera-se o impacto no total das subestações que precisam ser instalados SMFs na Copel GeT. São no total 21 subestações do contrato 060/2001.

Ao calcular o impacto para o cliente Copel apenas para SEMGA tem-se valores irrelevantes de carga, mesmo que em termos de custo para GeT anualmente o valor é bastante relevante, conforme já informado são R\$ 261.144,91. Isso ocorre porque se compara a carga dos Serviços Auxiliares da SEMGA com a carga da Copel DIS.

A carga para as 21 subestações da Copel GeT que precisam ser adequadas é de pelo menos 0,7 MW mensais, 24 horas por dia e 365 dias por ano.

A tabela 4 apresenta as 21 subestações e algumas características técnicas. Em todas é possível a instalação do SMF no secundário dos transformadores de Serviços Auxiliares.

A potência dos transformadores de Serviços Auxiliares apresentados na tabela 4, são muito maiores que a demanda dos Serviços Auxiliares devido a fatores de carga adotados, para uma possível ampliação da Subestação em obras de melhoria, reforço ou ampliação e demandas eventuais.

Tabela 4 : Subestações de Rede Básica da GeT à Instalar SMF
 Fonte: Gerenciamento da Manutenção – GMT – Copel GeT (2018).

SIGLA Rede Básica	Tensões SE (kV)	Potência Fonte 1 (kVA)	Origem Fonte 1	Potência Fonte 2 (kVA)	Origem Fonte 2	Tensão Secundário Fonte 1 E 2	Empresa Fonte SA	Instalar SMF?
CCO	230/69/13,8	300	Barra 13,8 kV	112,5	Poste Ext. 13, 8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
CEL	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
GUA	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
PIL	230/69/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	75	Poste Ext. 13, 8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
PTO	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	30	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
PGS	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
UBR	230/69/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 13,8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
APA	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 34,5 kV	150	Barra 13,8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
FRA	230/138/34,5/13,8	112,5	Terc. RB Carga DIS 13,8 kV	112,5	Poste Ext. 13, 8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
IBP	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	75	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
MGA	230/138/34,5/13,8	225	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 13,8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
PGN	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
SMS	230/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
CSO	230/138/13,8	112,5	Sec. RB Carga DIS 13,8 kV	112,5	Sec. RB Carga DIS 13,8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
CMO	230/138/69/13,8	112,5	Terc. RB Carga DIS 13,8 kV	45	Poste Ext. 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
CIC	230/69/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Poste Ext. 13, 8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
DJP	230/138/13,8	112,5	Sec. RB Carga DIS 13,8 kV	112,5	Sec. RB Carga DIS 13,8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
JGI	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
LNA	230/138/34,5/13,8	112,5	Barra 13,8 kV	112,5	Barra 34,5 kV	127/220	Copel DIS	SIM
PFL	230/138/13,8	150	Barra 13,8 kV	150	Poste Ext. 13, 8 kV	127/220	Copel DIS	SIM
SQT	230/69/13,8	225	Sec. RB Carga DIS 13,8 kV	225	Sec. RB Carga DIS 13,8 kV	127/220	Copel DIS	SIM

Para o cálculo do impacto da tarifa para as partes interessadas, foram utilizados os dados extraídos das planilhas PCAT, SPARTA e TR_v2.2-COPEL_16_v160510, conforme tabela 5, executando-se os dados relacionados ao montante de energia consumida nos Serviços Auxiliares que foram extraídos de faturas de energia ou medidos em campo nas subestações da tabela 4. Estas planilhas são do reajuste tarifário para Copel DIS, realizado em 24/06/2018.

Para o cálculo também são necessários os dados em valor por unidade – P.U. para traçar a curva de carga dos clientes da Copel DIS, onde estes valores são dados pela relação entre demanda média e demanda máxima.

Tabela 5 : Dados para Cálculo de Impacto na Tarifa para Carga de Serviços Auxiliares
Fonte: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

Tipo Fornecimento: Convencional;

Classe: Comercial;

Grupo: B3;

Dados necessários para o Cálculo:

- Energia Contratada Atual Copel DIS = 25.363.016 MWh/ano
- Energia Requerida Atual Copel DIS = 22.725.914 MWh/ano
- Tarifa de Aplicação Perdas da Rede Básica Cliente Cativo DIS = 4,39 R\$/MWh
- Tarifa de Aplicação Fio B = 4,39 R\$/MWh
- $TUST_{Média}$ Mensal Fora de Ponta (21 SEs) = 6.963,00R\$/MWh
- $TUST_{Média}$ Mensal na Ponta (21 SEs) = 6.945,86R\$/MWh
- Perdas da Rede Básica Atual Copel DIS = 369.121,21 MWh/ano
- Tarifa Convencional sem Imposto = 0,50752 R\$/kWh
- Tarifa Convencional com Imposto = 0,76897 R\$/kWh
- Tarifa de Aplicação Copel DIS Grupo B3 = 113,080 R\$/MWh
- % de Energia de SAs em relação a carga da DIS (21 SEs) = 0,0242%
- Consumo SAs (21 SEs) Mensal = 511.000,00 kWh
- Consumo SAs(21 SEs) Anual = 6.137.849,98 kWh

Estes dados são disponibilizados pela ANEEL somente nos anos de revisão tarifária, a última revisão tarifária da Copel DIS foi em 2016.

A tabela 6 apresenta os fatores de carga para as cargas da Copel DIS média de todos os grupos B.

O período considerado para os fatores de carga são as 24 horas do dia considerando horários na ponta e fora da ponta.

4.1.1 Análise Atual Sem Instalação de Sistema de Medição de Fronteira

Iniciando os cálculos com os dados já coletados e informados na tabela 5 tem-se:

$$\text{Energia Diária Copel DIS} = \frac{\text{Energia Contratada Atual}}{365 \text{ dias}} = \frac{25.363.016,44}{365 \text{ dias}} = 69.488,72 \text{ MWh}$$

$$\text{Demanda}_{\text{média}} \text{ Copel DIS} = \frac{\text{Energia Diária Copel DIS}}{24 \text{ horas}} = \frac{69.488}{24 \text{ horas}} = 2.895,32 \text{ MW}$$

Tabela 6: Fatores de Carga Copel DIS

Período	Hora	FC	
FORA DA PONTA	1	0,686	
	2	0,664	
	3	0,641	
	4	0,630	
	5	0,645	
	6	0,661	
	7	0,708	
	8	0,792	
	9	0,926	
	10	0,965	
	11	0,989	
	12	0,971	
	13	0,900	
	14	0,967	
	15	0,999	
	16	1,000	
	17	0,999	
	22	0,901	
	23	0,851	
	24	0,779	
	PONTA	18	0,934
		19	0,875
		20	0,899
		21	0,848
MÉDIA FC		0,843	

Para traçar a curva necessita-se da demanda máxima da carga da Copel DIS que é dada por

$$Demanda_{m\acute{a}x} = \frac{Demanda_m\acute{e}dia\ Copel\ DIS}{Fator\ de\ Carga\ M\acute{e}dio} = \frac{2.895,32}{0,843} = 3.434,70\ MW$$

Com o valor de demanda máxima é possível calcular a Demanda horária da Copel DIS conforme tabela 7 e traçar a curva de carga conforme gráfico 2.

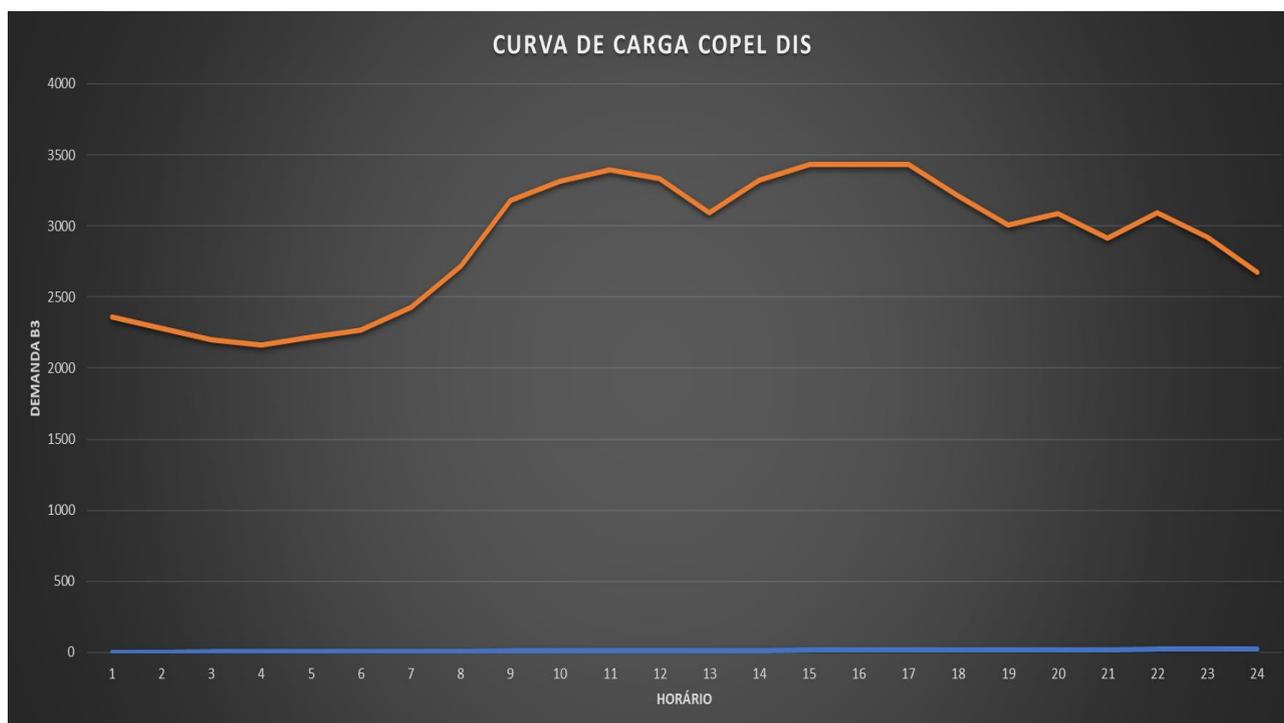
$$Demanda\ Horaria\ da\ Copel\ DIS = FC(t) \times Demanda_{m\acute{a}x}$$

A Demanda horária da Copel DIS é dado pelo produto do fator de carga a cada hora pela Demanda Máxima.

Tabela 7 : Fatores de Carga Copel DIS sem SMF

Período	Hora	FC	Demanda Horária Copel	
FORA DA PONTA	1	0,686	2.356,854	
	2	0,664	2.281,915	
	3	0,641	2.202,483	
	4	0,630	2.162,904	
	5	0,645	2.216,229	
	6	0,661	2.269,264	
	7	0,708	2.430,414	
	8	0,792	2.720,331	
	9	0,926	3.180,236	
	10	0,965	3.315,388	
	11	0,989	3.396,115	
	12	0,971	3.334,686	
	13	0,900	3.092,946	
	14	0,967	3.320,886	
	15	0,999	3.430,994	
	16	1,000	3.434,705	
	17	0,999	3.431,687	
	22	0,901	3.094,236	
	23	0,851	2.923,509	
	24	0,779	2.676,678	
	PONTA	18	0,934	3.209,069
		19	0,875	3.006,752
		20	0,899	3.086,479
		21	0,848	2.912,954
TOTAL DIÁRIO			69.487,72 MW	

Gráfico 2: Curva de Carga Copel Distribuição



Continuando os cálculos tem-se:

$$\text{Custo Anual Energia } SAs_{GeT} = \text{Consumo } SAs_{GeT} \times \text{Tarifa Convencional } S/ \text{Impostos} \times 12$$

$$\text{Custo Anual Energia } SAs_{GeT} = 511.487 \times 0,50752 \times 12 = 3.115.081,62$$

$$\text{Receita Anual Fio B Copel DIS} = \text{Tarifa de Aplicação Grupo B} \times \text{Cons. } SAs_{GeT} / 1000 \times 12$$

$$\text{Receita Fio B Copel DIS} = 113,08 \times 511.487 / 1000 \times 12 = 694.068,08$$

$$\text{Custo Perdas Rede Básica Copel DIS} = \text{Tarifa de Aplic. Perdas RB} \times \text{Perdas RB Copel DIS}$$

$$\text{Custo Perdas Rede Básica Copel DIS} = 4,39 \times 369.191,21 = 1.620.749,41$$

$$\text{MUST Fora da Ponta} = \text{Tust}_m \text{ Fora da Ponta} \times \text{Demanda}_m \text{ Copel Fora da Ponta}$$

$$\text{MUST Fora da Ponta} = 6.963,00 \times 3.434,70 = 23.915.863,04$$

$$\text{Custo MUST Fora da Ponta} = \text{Tust}_m \text{ na Ponta} \times \text{Demanda}_m \text{ Copel na Ponta}$$

$$\text{Custo MUST Fora da Ponta} = 6495,86 \times 3.209,07 = 22.289.754,74$$

Custo MUST Anual Total Copel DIS = (MUST Fora da Ponta + MUST Fora da Ponta) x 12

Custo MUST Anual Total Copel DIS = (23.915.863,04 + 22.289.754,74) * 12 = 554.467.413,36

4.1.2 Análise Futura com Instalação de Sistema de Medição de Fronteira

Como o abatimento das cargas dos Serviços Auxiliares será convertida em Perdas da Rede Básica, na Contabilização da CCEE, tem-se um aumento de 6.137.849,98 kWh das Perdas da Rede Básica anualmente para Copel DIS.

Desta forma o procedimento de cálculo é semelhante a análise do item 4.1.1.

$$\text{Perdas RB Diária Copel DIS} = \frac{\text{Perdas da Rede Anual Básica Copel DIS}}{365 \text{ dias}} = \frac{6.137.849,98}{(365 \text{ dias}) * 1000} = 16,82 \text{ MW}$$

$$\text{Perdas RB}_{\text{média}} \text{ Copel DIS} = \frac{\text{Perdas da Rede Anual Básica Copel DIS}}{24 \text{ horas}} = \frac{16,82}{24 \text{ horas}} = 0,070 \text{ MW}$$

Desta forma teremos uma diminuição da demanda média da Copel DIS na proporção do abatimento da carga que se transformará em Perdas da Rede Básica.

$$\text{Demanda}_{\text{média}} \text{ Copel DIS}_{\text{SMF}} = \text{Demanda}_{\text{média}} \text{ Copel DIS} - \text{Perdas RB}_{\text{média}} \text{ Copel DIS}$$

$$\text{Demanda}_{\text{média}} \text{ Copel DIS}_{\text{SMF}} = 2.895,32 - 0,0701 = 2.894,62$$

Como o Fator de Carga não será alterado até a próxima revisão tarifária tem-se:

$$\text{Demanda}_{\text{máx-SMF}} = \frac{\text{Demanda}_{\text{média}} \text{ Copel DIS}_{\text{SMF}}}{\text{Fator de Carga Médio}} = \frac{2.895,26}{0,843} = 3.433,87 \text{ MW}$$

Com o valor de demanda máxima após a instalação dos 21 SMFs nas SEs da GeT é possível calcular a Demanda horária da Copel DIS conforme tabela 8 e traçar a curva de carga que é similar ao do gráfico 2, com diferenças decimais irrelevantes em termos visuais no gráfico devido a escala real da demanda horária.

$$\text{Demanda Horária da Copel DIS}_{\text{SMF}} = \text{FC}(t)_{\text{SMF}} \times \text{Demanda}_{\text{máx}} \text{ com SMF}$$

A Demanda horária da Copel é dado pelo produto do fator de carga a cada hora pela Demanda Máxima após a instalação dos SMFs.

Tabela 8 : Fatores de Carga e Demanda Copel DIS com SMF

Período	Hora	FC	Demanda Horária Copel	
FORA DA PONTA	1	0,686	2.356,28	
	2	0,664	2.281,36	
	3	0,641	2.201,95	
	4	0,630	2.162,38	
	5	0,645	2.215,69	
	6	0,661	2.268,71	
	7	0,708	2.429,83	
	8	0,792	2.719,67	
	9	0,926	3.179,47	
	10	0,965	3.314,59	
	11	0,989	3.395,29	
	12	0,971	3.333,88	
	13	0,900	3.092,20	
	14	0,967	3.320,08	
	15	0,999	3.430,16	
	16	1,000	3.433,87	
	17	0,999	3.430,86	
	22	0,901	3.093,49	
	23	0,851	2.922,80	
	24	0,779	2.676,03	
	PONTA	18	0,934	3.208,29
		19	0,875	3.006,02
		20	0,899	3.085,73
		24	0,848	2.912,25
TOTAL DIÁRIO			69.470,90	

Continuando os cálculos tem-se:

$$\text{Custo Anual Energia SAs}_{GeT_SMF} = \text{Consumo SAs GeT} \times \text{Tarifa Convencional S/ Impostos} \times 12$$

$$\text{Custo Anual Energia SAs}_{GeT_SMF} = 0 \times 0,50752 \times 12 = 0,00$$

$$\text{Receita Anual Fio B Copel DIS}_{SMF} = \text{Tarifa de Aplicação Grupo B} \times \text{Cons. SAs GeT}/1000 \times 12$$

$$\text{Receita Anual Fio B Copel DIS}_{SMF} = 113,08 \times 511.487/1000 \times 12 = 694.068,08$$

Custo Extra Perdas RB Copel DIS_SMF = Tarifa de Aplic. Perdas RB x Perdas RB_SMF x 12

*Custo Extra Perdas RB Copel DIS_SMF = 4,39 * 6.137,85 * 12 = 26.945,16*

MUST Fora da Ponta_SMF = Tust_média Fora da Ponta x Demanda_máx Copel Fora da Ponta

*MUST Fora da Ponta_SMF = 6.963,00 * 3.433,87 = 22.284.360,62*

Custo MUST Fora da Ponta_SMF = Tust_média na Ponta x Demanda_máx Copel na Ponta

*Custo MUST Fora da Ponta_SMF = 6.945,86 * 3.208,29 = 23.910.075,40*

Custo MUST Anual Total Copel DIS_SMF = (MUST Fora da Ponta + MUST Fora da Ponta) x 12

*Custo MUST Anual Total Copel DIS_SMF = (22.284.360,62 + 23.910.075,40) * 12 = 554.333.232,25*

Acréscimo de Fio B para o Cliente Copel_SMF = $\frac{\text{Receita Anual Fio B Copel DIS}}{\text{Energia Contratada DIS - Consumo SAs (21 SEs)/1000}}$

Acréscimo de Fio B para o Cliente Copel_SMF = $\frac{694.068,08}{25.363.016 - 6.137,85 / 1000} = 0,036$

Para comparar de forma resumida os resultados de todo processo de cálculo dos dois cenários que contemplam o antes e o depois da instalação dos SMFs foi criada a tabela 9.

Tabela 9 : Resumo do Impacto da Instalação de SMF para Partes Interessadas
Fonte: Própria (2018).

CUSTOS ANALISADOS	SEM SMF	COM SMF_RTP
ENERGIA COPEL GeT, PAGA POR ANO	R\$ 3.115.081,62	R\$ -
EMPRESA COPEL DIS REALIZA FIO B ANUALMENTE COM GeT POR ANO	R\$ 694.068,08	R\$ 694.068,08
CONSUMIDOR PAGA DE MUST POR ANO	R\$ 544.467.413,36	R\$ 544.333.232,25
CONSUMIDOR PAGA DE PERDAS REDE BÁSICA POR ANO	R\$ 1.620.749,41	R\$ 1.647.694,57
TARIFA FIO B APLICAÇÃO	R\$ 113,080	R\$ 113,116

No quadro pode ser observado que o custo com energia consumida por Serviços Auxiliares em subestações de Rede Básica foi eliminado para Copel GeT, a receita da Copel DIS com fio B não se altera e a quantidade de MUST que o cliente cativo Copel paga anualmente diminui, pois o

abatimento de carga da Copel DIS que foi transformado em Perdas da Rede Básica será rateado entre todos os agentes de geração e consumo do setor elétrico Brasileiro.

Houve um pequeno aumento do pagamento de Perdas da Rede Básica para o cliente Copel proporcionalmente a sua carga que representa um aumento de 2 centavos na conta de energia que é compensado pela redução de pagamento de MUST.

Importante ressaltar que apenas o percentual de participação da Copel DIS nas Perdas da Rede Básica sobre estes 2 centavos será repassado a tarifa de aplicação do fio B do cliente Copel.

4.1 Retorno Sobre o Investimento

Os custos para o projeto e instalação do Sistema de Medição de Faturamento, são considerados para ANEEL, como orçamento anual de investimento – OAI.

O único custo que não será classificado como OAI será a quantidade de Hxh da Copel GeT e DIS para acompanhamento da instalação e comissionamento do Sistema de Medição de Faturamento.

Segue abaixo a discriminação dos custos para a instalação do Sistema de Medição de Fronteira na Subestação Maringá:

- R\$ 20.450,00: Projeto e Instalação Progressul;
- R\$ 2.900,00: Alvenaria - Passagem de Tubulação;
- R\$ 240,00: Alimentação Empregados Copel;
- R\$ 4.520,00: Hxh Copel;

Logo o custo total da obra é de:

- R\$ 28.110,00: Custo Total do Investimento

Para verificar o retorno sobre o investimento para tomada de decisão da continuidade deste trabalho foi utilizado Valor Presente Líquido – VPL, Taxa Interna de Retorno – TIR, Payback Simples e Descontado.

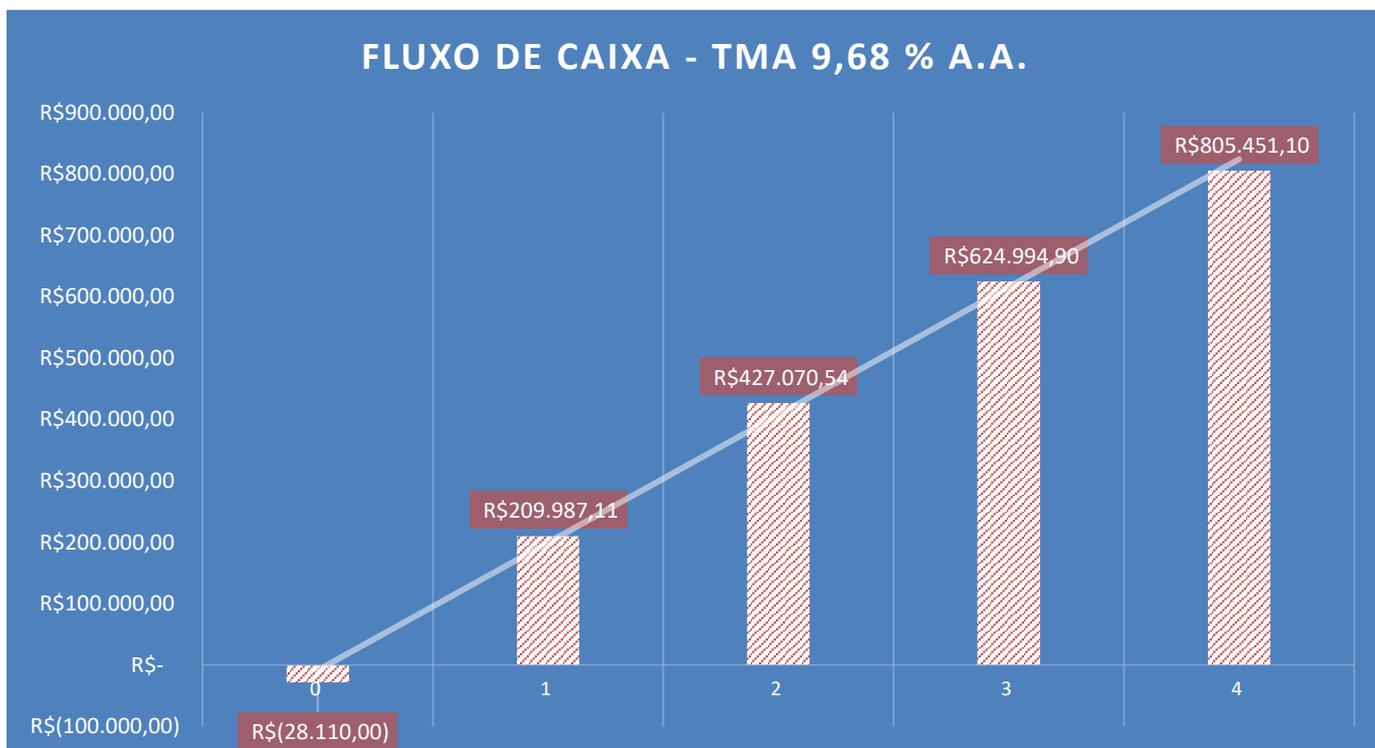
Para TIR foi tomado como base o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC dos últimos leilões de Transmissão que foi de 9,68% a.a.

Desta forma para este retorno ser atrativo para Copel, a TIR precisa ser superior a 9,68% a.a. A tabela 10 apresenta os cálculos e o gráfico 3 apresenta o fluxo de caixa descontado de forma visual.

Tabela 10 : Cálculo da do VPL, TIR e Payback
Fonte: Calculo Próprio (2018).

Ano	0	1	2	3	4
Fluxo de Caixa Final	-R\$ 28.110,00	R\$ 261.144,91	R\$ 261.144,91	R\$ 261.144,91	R\$ 261.144,91
Fluxo de Caixa Acumulado	-R\$ 28.110,00	R\$ 233.034,91	R\$ 494.179,82	R\$ 755.324,73	R\$ 1.016.469,64
Fluxo de Caixa Descontado	-R\$ 28.110,00	R\$ 238.097,11	R\$ 217.083,43	R\$ 197.924,36	R\$ 180.456,20
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado	-R\$ 28.110,00	R\$ 209.987,11	R\$ 427.070,54	R\$ 624.994,90	R\$ 805.451,10
Payback	Anos	Meses	Dias	TMA	9,68% a.a.
Payback simples	0	1	9	VPL	R\$ 805.451,10
Payback descontado	0	1	13	TIR	928,93%

Gráfico 3: Fluxo de Caixa Descontado Acumulado
 Fonte: Calculo Próprio (2018).



Na tabela 10 é explicitado que a instalação do Sistema de Medição de Faturamento, além de trazer o retorno esperado de 9,68% a.a., durante os 4 anos, traz um acréscimo de R\$ 805.451,10 nos 4 anos seguintes a implantação.

A TIR é de 928,23 %, ou seja, o retorno é quase 10 vezes maior que o WACC médio das obras dos últimos leilões de transmissão.

Desta forma a instalação do Sistema de Medição de Fronteira é um excelente negócio para o grupo Copel.

5 CONCLUSÃO

A instalação de SMF é obrigatória, para Serviços Auxiliares de Rede Básica ou DITC, quando a alimentação provem de uma distribuidora conectada as instalações da transmissora, porque nesta condição, o Serviço Auxiliar é entendido pelo ONS como um ponto de conexão entre distribuidora e Rede Básica, e conforme resolução ANEEL 067/2004, estas conexões devem ter SMF, além disso esta carga é considerada como Perdas da Rede Básica e devem ser abatidas da carga da Distribuidora.

O caminho para este entendimento foi difícil, assim como chegar ao estágio que este trabalho se apresentou. Houveram muitas discussões entre os agentes Distribuição, Geração e Transmissão da Copel devido as preocupações com os impactos relacionados a custos com o investimento, prejuízos que poderiam ser repassados para distribuidora e o desconhecimento de como realizar a operacionalização da instalação dos Sistemas de Medição de Faturamento em Serviços Auxiliares principalmente no secundário dos transformadores destes equipamentos.

Mesmo sendo uma obrigação regulatória a instalação de Sistemas de Medição de Faturamento em Sistemas de Serviços Auxiliares, conforme descrito no módulo 12 dos procedimentos de rede do ONS, a concordância da aprovação da instalação dos SMFs somente ocorreu depois de muitas respostas da CCEE a chamados realizados pelo agente GeT para sanar dúvidas.

A empresa como um todo não tinha percebido os prejuízos financeiros causados por não medir a carga dos Serviços Auxiliares para abatimento da carga da Copel DIS.

O retorno sobre o investimento oriundo da instalação dos Sistemas de Medição de Faturamento dos Serviços Auxiliares é quase 10 vezes maior que o retorno das obras de leilões de Transmissão.

Para cada R\$ 100,00 pagos para o consumo de energia de Serviços Auxiliares, aproximadamente R\$ 20,00 ficam para Copel DIS, o restante 80% são custos de repasse ao consumidor que após creditados a Copel DIS são repassados de forma rateada aos agentes do setor de Geração e Transmissão e para cobradores de impostos e tributos

Evidenciou-se ao se realizar a instalação de Sistemas de Medição de Faturamento não haverá nenhum prejuízo para distribuidora porque os custos com tarifa de energia são rateio, ou seja, se

distribuidora perde carga para faturar energia, custo para o consumidor a ser faturado é rateado entre os consumidores que estarão conectados ao sistemas de Distribuição, ou seja, o cliente sempre paga a conta, seja para mais ou para menos, isso depende de muitas variáveis econômicas e financeiras que influenciam no consumo de energia elétrica.

O trabalho não acaba aqui, ainda há 20 subestações de Rede Básica à instalar SMF para busca de mais de 3 milhões de economia ao ano para o grupo Copel em todo período de concessão das subestações supracitadas.

6 BIBLIOGRAFIA

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – disponível em www.aneel.gov.br/, acesso em agosto de 2018.

Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) – disponível em www.eletrobras.gov.br/, acesso em agosto de 2018.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – disponível em www.epe.gov.br/, acesso em agosto de 2018.

Ministério de Minas e Energia (MME) – disponível em www.mme.gov.br/, acesso em agosto de 2018.

ONS - Operador Nacional Do Sistema, <http://www.ons.org.br/>, acesso em agosto de 2018 - <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2012%2FSubm%C3%B3dulo%2012.2%2FSubm%C3%B3dulo%2012.2%202016.12.pdf>

Procedimentos de Rede 15.3 Administração dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão.

Filho, João Mamede. Manual de Equipamentos Elétricos. 3. Rio de Janeiro : LTC, 2005. Vol. 1.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica , <http://www.aneel.gov.br/>, acesso em 2018.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. – Regulamenta a Lei nº 10.848 (comercialização).

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, <http://www.ccee.org.br/>, acesso em agosto de 2018 - https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=342293487194281&_adf.ctrlstate=ao2k6oagr_#!%40%40%3F_afLoop%3D342293487194281%26_adf.ctrl-state%3Dao2k6oagr_5 e: <http://ccee.micropower.com.br/Performa/Web/Lms/Student/CatalogView.aspx>

MELLO, João Carlos de Oliveira. Estruturas de Mercado de Energia Elétrica no Mundo, Relatório Andrade & Canellas 042/03. Apresentação para ABRACE – ABICLOR – IBS – ABAL, 2003.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica <http://www.abradee.org.br/>; acesso agosto de 2018.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. – Regulamenta a Lei nº 10.848 (comercialização).

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. – Dispõe sobre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

BRASIL. Lei nº 9074, de 07 de julho de 1995. Dispõe sobre normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, <http://www.mme.gov.br/>, acesso em agosto de 2018.

PIRES, José Cláudio Linhares. Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: A experiência dos Estados Unidos e da União Europeia. Rio de Janeiro, Outubro de 1999. Artigo disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/9695>, acesso em 30/07/2018.

COPEL. Treinamento DIEL (Diagramas Elétricos). Curitiba: Departamento de Treinamento da Copel, 2007. Vol. único.

QUEIROZ, Leonardo Mendonça Oliveira de. Estimção e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica. 2010. 155 p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260679>>. Acesso em agosto de 2018.

COPEL - Companhia Paranaense de Energia Elétrica, www.copel.com/, acesso em agosto de 2018. - <https://www.copel.com/hpcopel/acopel/transparenciaNivel2.jsp?endereco=%2Facopel%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb908ce85bc3f132403257fe1004079fa>

Copel Geração e Transmissão - Software Gerenciamento da Manutenção da Transmissão - GMT 2018.
