

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA SIMULAR E ADEQUAR
A REDE ELÉTRICA, QUANTO ÀS VIOLAÇÕES DE TENSÕES
PREVISTAS NO MÓDULO Nº 8, PRODIST – ANEEL.**

WAGNER ALVES VILELA JÚNIOR

Itajubá, Junho de 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WAGNER ALVES VILELA JÚNIOR

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA SIMULAR E ADEQUAR
A REDE ELÉTRICA, QUANTO ÀS VIOLAÇÕES DE TENSÕES
PREVISTAS NO MÓDULO Nº 8, PRODIST – ANEEL.**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira

Junho de 2013

Itajubá

V699f

Vilela Júnior, Wagner Alves

Ferramenta computacional para simular e adequar a rede elétrica, quanto às violações de tensões previstas no módulo nº 8, PRODIST - ANEEL / Wagner Alves Vilela Júnior. – Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013. 145 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Distribuição de energia elétrica. 2. Qualidade da energia elétrica. 3. Conformidade da tensão. 4. Módulo nº 8 do PRODIST. I. Silveira, Paulo Márcio da, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WAGNER ALVES VILELA JÚNIOR

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA SIMULAR E ADEQUAR
A REDE ELÉTRICA, QUANTO ÀS VIOLAÇÕES DE TENSÕES
PREVISTAS NO MÓDULO Nº 8, PRODIST – ANEEL.**

Dissertação aprovada por bancada examinadora em 14 de junho de 2013, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira (Unifei)
(Orientador)

Prof. Dr. Hector Arango (Unifei)
(Examinador Interno)

Prof. Dr. Gilson Paulilo (Inst. Pesq. Eldorado)
(Examinador Externo)

ITAJUBÁ
2013

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por permitir concluir e apresentar esse trabalho de dissertação. Pois, em vários momentos de aflição, atropelos do dia a dia, Ele me iluminou e mostrou o caminho da sabedoria e da paciência nas decisões e atitudes.

Em especial, registro meus sinceros agradecimentos ao Professor Paulo Márcio da Silveira, sábio e paciente orientador. Sem seu estímulo e incentivo jamais chegaria a este momento tão especial. Registro também a generosidade e auxílio do M.Sc. Frederico de Oliveira Assunção, que também muito contribuiu para este trabalho.

Não posso deixar de agradecer a empresa que trabalho, CELG DISTRIBUIÇÃO S.A., esta possibilitou início desse trabalho quando viabilizou execução de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D com UNIFEI.

Por fim, e não menos importante, agradeço a paciência e compreensão da minha família durante elaboração dessa Dissertação. Onde, tantas vezes tive que subtrair horas de convívio familiar para dedicar a esse trabalho. Portanto, meus agradecimentos à minha esposa Jaqueline Vilela Rocha Santos, minha filha Sabrina Vilela Rocha e meu filho Wagner Alves Vilela Neto.

RESUMO

Os clientes estão cada vez mais exigentes quanto ao nível de tensão que recebem em suas localidades, e o Poder Regulador estabelece obrigações de compensação financeira aos clientes quando constatada que a tensão fornecida está fora dos parâmetros regulamentados como adequados. Dessa forma, aproveitando o banco de dados georreferenciado da CELG DISTRIBUIÇÃO S.A., uma ferramenta computacional para simular uma rede de distribuição, quanto aos níveis de tensão, foi desenvolvida como parte integrante desta dissertação de mestrado. O objetivo é extrair os indicadores de conformidade da tensão estabelecidos no Módulo nº 8 – Qualidade de Energia Elétrica, PRODIST- ANEEL, ou seja, os DRPs e DRCs. Tal ferramenta tem-se mostrado de grande utilidade, pois permite a identificação das não conformidades de tensão da concessionária, forçando a mesma a adotar um comportamento pró-ativo, minimizando desta forma os transtornos junto aos clientes e evitando as penalidades previstas em lei, as quais sem um controle efetivo poderiam inviabilizar economicamente o funcionamento da distribuidora de energia elétrica.

Palavras-chaves: Distribuição de Energia Elétrica; Qualidade da Energia Elétrica; Conformidade da Tensão; Módulo nº 8, PRODIST.

ABSTRACT

Customers are more and more demanding regarding to the correct level of voltage they receive in their localities. On the other hand the Power Regulator has established obligations of financial compensation to the customers when they found inappropriate supplied voltage. Thus, using the georeferenced database of the CELG DISTRIBUTION S.A., a computational tool to simulate a distribution network, regarding to the levels of voltage, was developed as part of this dissertation. The goal is to extract the conformity voltage indicators established in Module # 8 - Power Quality, PRODIST-ANEEL, i.e. DRPs and DRCs. This tool has proved to be very useful, since it allows the identification of non-conformities of voltage levels, forcing the utility to adopt a more proactive behavior, thus minimizing the inconvenience to the customers and avoiding the penalties provided by law, which without an effective control could make economically impracticable how the company operates.

Keywords: Electricity Distribution, Power Quality, Voltage Conformities, Module n ° 8, PRODIST;

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1	Faixas de tensão em relação à referência	22
FIGURA 2.2	Gráfico de tensão com tensão adequada.....	23
FIGURA 2.3	Função Distribuição das tensões com valores adequados	24
FIGURA 2.4	Gráfico mostrando transgressão de tensão.....	24
FIGURA 2.5	Função Distribuição das tensões com transgressão de valores	25
FIGURA 3.1	Mapa Eletro-Geográfico simplificado da CELG D	37
FIGURA 3.2	Mapa por região da Celg D	38
FIGURA 3.3	Gráfico comparativo entre porcentagem de amostra e unidade consumidora por região geográfica	39
FIGURA 3.4	Medidores de Tensão Marca RMS - Modelos (Marh V - Marh VI) - Software: Anawin	45
FIGURA 3.5	Medidor de tensão - Marca EMBRASUL	45
FIGURA 3.6	Equipamentos para medição na média tensão	46
FIGURA 3.7	Preparação de aterramento e instalando as garras	46
FIGURA 3.8	Equipamentos de Média Tensão já instalados	47
FIGURA 3.9	Equipamento instalado na Baixa Tensão	47
FIGURA 3.10	Tela de visualização do software ANAWIN	48
FIGURA 3.11	Relatório de DRP e DRC, sem transgressão	49
FIGURA 3.12	Gráfico de comportamento das tensões	49
FIGURA 3.13	Relatório de DRP e DRC, com transgressão.....	50
FIGURA 3.14	Gráfico de comportamento das tensões	50
FIGURA 3.15	Relatório de Inspeção Técnica, modelo	52
FIGURA 3.16	Laudo de Análise de Medição, modelo	53
FIGURA 3.17	Exemplo de dados enviados para ANEEL	54
FIGURA 3.18	Visualização simplificada do arquivo disponibilizado para 4º trimestre	55
FIGURA 3.19	Visualização simplificada do 4º Trimestre.....	56
FIGURA 3.20	Visualização gráfica do resultado	57
FIGURA 3.21	Despesas variáveis com amostrais – 2011	58
FIGURA 3.22	Total de horas de campo - amostrais 2011	58
FIGURA 3.23	Média horas trabalha - por medição	58

FIGURA 4.1	Ilustração do link de acesso ao Simulador de Tensão	63
FIGURA 4.2	Diagrama esquemático do SGT	64
FIGURA 4.3	Visualização detalhada com detalhes do SGT MAPA	65
FIGURA 4.4	Visualização geral do SGT MAPA	66
FIGURA 4.5	Variação da carga durante 24 horas	70
FIGURA 4.6	Linha de transmissão.....	70
FIGURA 4.7	Dados de tipologia de carga	75
FIGURA 4.8	Curva de carga típica – valores máximo, médio e mínimo	78
FIGURA 4.9	Dados de consumo de carga, mês a mês	78
FIGURA 4.10	Dados de Iluminação Pública	79
FIGURA 4.11	Queda de tensão ao longo do transporte	80
FIGURA 4.12	Capacitores instalados na barra da subestação e ao longo dos alimentadores.....	85
FIGURA 4.13	Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores	87
FIGURA 4.14	Regulador monofásico ANSI	87
FIGURA 4.15	Conexões trifásicas para o autotransformador	88
FIGURA 4.16	Esquema do relé regulador automático de tensão	89
FIGURA 4.17	Circuito de compensação de queda de linha	90
FIGURA 4.18	Esquema do LDC considerando centro de carga.....	91
FIGURA 4.19	Perfis de tensão em circuitos com várias formas de regulagem.....	92
FIGURA 4.20	Esquema do relé regulador de tensão com LDC.....	94
FIGURA 4.21	Ajustes do relé regulador de tensão.....	94
FIGURA 5.1	Menu SGT/CBILL.....	100
FIGURA 5.2	Menu Abrir	100
FIGURA 5.3	Exemplo de relatório resumido a ser salvo.....	101
FIGURA 5.4	Menu Ampliar e Reduzir	102
FIGURA 5.5	Menu Rede AT	103
FIGURA 5.6	Menu Automático.....	103
FIGURA 5.7	Menu Configurar Simulação.....	104
FIGURA 5.8	Janela Tensão P/hora.....	105
FIGURA 5.9	Janela Curvas Típicas.....	105
FIGURA 5.10	Menu Abrir Simulação.....	106
FIGURA 5.11	Menu Tabela BT.....	106

FIGURA 5.12	Abrindo dados de consumo BT.....	107
FIGURA 5.13	Menu Tabela AT.....	107
FIGURA 5.14	Abrindo dados de Instalação AT.....	108
FIGURA 5.15	Exemplo de Tela Secundária.....	109
FIGURA 5.16	Tela de Adição de linha.....	110
FIGURA 5.17	Tela de Alteração de linha	110
FIGURA 5.18	Tela de Inserir banco de capacitor	110
FIGURA 5.19	Tela de Configuração do Transformador	111
FIGURA 5.20	Caixa de diálogo, selecionar SE e AL.....	112
FIGURA 5.21	Tela carregando alimentador.....	112
FIGURA 5.22	Alimentador carregado, pronto para simulação.....	113
FIGURA 5.23	Configurar simulação, menu 'P/hora'.....	114
FIGURA 5.24	Tela de acompanhamento de simulação.....	114
FIGURA 5.25	Tela de acompanhamento de simulação.....	115
FIGURA 5.26	Tela de aviso de fim da simulação.....	115
FIGURA 5.27	Tela Principal, selecionando FA11000027.....	120
FIGURA 5.28	Tela Secundária, visualização do FA11000027.....	120
FIGURA 5.29	Relatório do Ponto do Transformador.....	121
FIGURA 5.30	Alterando ajuste do tape em 2%.....	122
FIGURA 5.31	Circuito FA 11000027 após ajuste dde 2% do tape no transformador....	122
FIGURA 5.32	Visualização do FA 11000027 no SGT MAPA.....	123
FIGURA 5.33	Adicionando linha, fechando circuito em anel	124
FIGURA 5.34	Circuito FA11000027, após fechamento em anel.....	124
FIGURA 6.1	Carregamento na saída do Alimentador nº 2, SE Itiquira.....	129
FIGURA 6.2	Explorando aba de informação de tensão, saída do AL nº 2.....	129
FIGURA 6.3	Carregamento, SE Itiquira, AL-03.....	130
FIGURA 6.4	Carregamento, SE Caldas Novas, AL-02.....	131
FIGURA 6.5	Carregamento, SE Itiquira, AL-03, com configurações diferentes	131

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1	Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV.....	23
TABELA 2.2	Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV.....	24
TABELA 2.3	Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou superior a 230 kV.....	27
TABELA 2.4	Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV	27
TABELA 2.5	Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	28
TABELA 2.6	Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV	28
TABELA 3.1	Dimensão da Amostra Trimestral.....	36
TABELA 3.2	Distribuição das Medições Amostrais por Regional - Ano 2011.....	39
TABELA 3.3	Estatística de Medições de tensão, por reclamação do cliente.....	40
TABELA 3.4	Balanço das leituras do 4º trimestre de 2011.....	56
TABELA 3.5	Média de horas por medição amostral.....	59
TABELA 3.6	Remuneração base por função.....	59
TABELA 3.7	Custo médio por campanha amostral.....	60
TABELA 4.1	Dados geográficos da rede.....	68
TABELA 4.2	Dados de equipamento da rede.....	68
TABELA 4.3	Dados de tipologia de carga detalhado.....	76
TABELA 5.1	Relatório da Simulação.....	116
TABELA 6.1	Comparação entre Simulação e medição.....	128

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica;
ABRADEE	- Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica;
BT	- Baixa tensão;
CBILL	- Celg Billing – Sistema de Gestão do Faturamento
CELG D	- CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.
DRP	- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária;
DRP _E	- Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária Equivalente
DRP _M	- Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária
DRC	- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica;
DRC _E	- Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica Equivalente
DRC _M	- Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica
ICC	- Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica;
Res505/01	- Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001;
SDAT	- Sistema de Distribuição de Alta Tensão;
SDMT	- Sistema de Distribuição de Média Tensão;
SGT	- Sistema de Gestão Técnica;
VB NET	- Visual Basic NET;

LISTA DE SÍMBOLOS

C	-	Coulombs
s	-	Distância
F	-	Força
J	-	Joules
m	-	Metros
W	-	Trabalho
V	-	Volts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
	1.1 Condições Iniciais.....	15
	1.2 Principais Objetivos.....	15
	1.3 Técnicas e Metodologias Adotadas.....	16
	1.4 Estrutura da Dissertação.....	17
	1.5 Considerações Finais.....	18
2	CONFORMIDADE DA TENSÃO - O ESTADO DA ARTE.....	20
	2.1 Considerações Iniciais.....	21
	2.2 Principais trabalhos na Literatura.....	21
	2.3 O que significa Conformidade da Tensão em padrões mundiais.....	22
	2.4 Normalização e Regulamentação no Brasil.....	25
	2.4.1 Resolução ANEEL N°. 505, de 26 de novembro de 2011.....	26
	2.4.2 Procedimentos da Distribuição: PRODIST – Módulo 8.....	30
	2.5 Considerações Finais.....	32
3	PRÁTICAS E DEMANDAS DO SETOR ELÉTRICO NO CONTROLE DA CONFORMIDADE DA TENSÃO.....	34
	3.1 Considerações Iniciais.....	35
	3.2 Campanhas de Medição.....	35
	3.2.1 Dados Gerais da CELG.....	36
	3.2.2 Metodologia de Sorteio – Campanha Amostral.....	38
	3.2.3 Solicitação pelo Consumidor.....	40
	3.2.4 Execução da Campanha.....	44
	3.2.5 Recolhimento e Análise dos Dados.....	48
	3.2.6 Documentação Gerada (para ANEEL, para o Consumidor).....	51
	3.3 Exemplo Complexo de uma Campanha de Medição.....	54
	3.4 Estimativas de Custos de uma Campanha de Medição.....	57
	3.5 Considerações Finais.....	60
4	O SISTEMA DE GESTÃO COMO BANCO DE DADOS.....	61
	4.1 Considerações Iniciais.....	62
	4.2 O Sistema de Gestão Técnica (SGT).....	63
	4.3 Comunicação do Software Simulador DRP e DRC com Banco de Dados SGT.....	67
	4.4 Estimação das tensões nos pontos do circuito.....	69
	4.4.1 Formulação do Problema.....	71
	4.4.1.1 Barra de carga (PQ).....	72
	4.4.1.2 Barra de tensão controlada (PV).....	72
	4.4.1.3 Barra swing (V θ).....	73

4.4.2	Fluxo de Potência Ativa e Reativa.....	73
4.4.2.1	Subproblema 1.....	73
4.4.2.2	Subproblema 2.....	74
4.5	Estimativa de cargas.....	75
4.6	Ajustes para correção de DRP e DRC.....	80
4.6.1	Modelagem por Fluxo de Carga.....	83
4.6.2	Dispositivos Empregados na Regulação de Tensão.....	84
4.6.2.1	Banco de Capacitores.....	84
4.6.2.2	Reguladores de Tensão.....	87
4.6.2.3	Transformadores com Comutação de Tape.....	88
4.7	Metodologia de ajuste de tensão no software DRP/DRC.....	95
4.8	Considerações Finais.....	96
5	A FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....	98
5.1	Considerações Iniciais.....	99
5.2	Ferramentas para simulação e cálculo de quedas de tensão.....	99
5.3	Ilustração dos Menus da Tela Principal do Software.....	99
5.4	Ilustração dos Menus da Tela Secundária do Software.....	108
5.5	Estudo de caso, simulação do Alimentador nº2, subestação Itiquira, CELG D.....	111
5.6	Exemplo de melhoria, Posto FA 11000027, Alimentador nº 2, SE Itiquira..	119
5.7	Considerações Finais	125
6	ANÁLISE COMPARATIVA DE RESULTADOS.....	126
6.1	Considerações Iniciais.....	127
6.2	Validação dos indicadores DPR e DRC.....	127
6.3	Validação dos dados de carregamento.....	129
6.4	Considerações Finais.....	132
7	CONCLUSÕES.....	133
	APÊNDICE A - TRABALHO ACEITO NO CBQEE – 2009.....	137
	REFERÊNCIAS.....	144

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os principais objetivos e motivações do trabalho, contextualizados dentro da filosofia adotada pela Agência Reguladora (ANEEL) e através de uma breve discussão sobre as técnicas e metodologias adotadas para seu desenvolvimento.

Por fim, é mostrada a organização desta dissertação, além das considerações finais deste capítulo introdutório.

1.2 Principais Objetivos

Desde a publicação da Resolução ANEEL nº 505/2001 [1], substituída pelo Módulo-8 do PRODIST [2], a partir de 01/01/2010, as empresas de distribuição de energia elétrica vem realizando estudos visando adequar o nível de tensão fornecido aos clientes e, conseqüentemente, forçando o desenvolvimento de competências que permitam adaptar-se às normas com um mínimo de investimentos, satisfazendo os indicadores *DRP* (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) e *DRC* (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica), cuja violação implicaria no pagamento de ressarcimento aos clientes afetados.

A identificação sistematizada da qualidade da energia em uma rede de distribuição com uma ferramenta de fácil utilização e confiável no aspecto da estimação de valores, associados às grandezas medidas, permite à empresa melhorias nas estratégias de planejamento.

Assim, uma estratégia eficaz no tratamento desta questão é a simulação computacional do sistema para avaliar os possíveis locais onde existam violações de tensões. Tal solução se torna possível com a implementação de um software, o qual se conecta e se comunica com a base de dados da concessionária, permitindo assim a estimação da tensão de qualquer barra do sistema de distribuição e desta forma, estatisticamente, determinar quais seriam os índices *DRPs* e *DRCs* nesses pontos antes da realização de campanhas de medição previstas na

legislação. A partir de tal sistemática, soluções podem ser antecipadas com a utilização do próprio software. Por exemplo, o programa poderá considerar simulações de alteração da rede elétrica para as correções das violações de tensão estimadas, fazendo ainda uma análise do investimento necessário, bem como a redução dos custos mutuários e indenizações a consumidores.

Dentro desta concepção, procurou-se como principal objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta computacional no contexto desta dissertação de mestrado, estando também a mesma vinculada a um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento realizado entre UNIFEI e CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. nos anos de 2008 à 2010.

O software desenvolvido começou a ser usado na empresa recentemente, sendo que o mesmo tem a capacidade de realizar desde a representação das redes de distribuição, ou parte delas, até as simulações com a obtenção das tensões nas diversas barras, obtendo-se assim os índices abordados no PRODIST. Uma das qualidades implementadas no programa é o fato de que este permite a simulação de adequações na rede para correção de índices violados, em caso de resultados que caracterizem tais violações, ou seja, tensão precária ou tensão crítica.

1.3 Técnicas e Metodologias Adotadas

Para o desenvolvimento da ferramenta computacional, em Visual Basic Net, foram adotados cálculo de fluxo de potência, utilizando o método Newton-Rapson (desacoplado rápido), para cada fase nas redes de Média e Baixa Tensão da CELG DISTRIBUIÇÃO S.A., as quais estão cadastradas e georefenciadas no banco de dados da própria empresa.

As cargas foram modeladas através das curvas típicas apuradas pela concessionária durante estudo de revisão tarifária no ano de 2010, o que inclui cada tipo e cada classe de consumidor. A utilização destas curvas típicas se faz com a ajuda da metodologia de Monte Carlo, que é um mecanismo que representa a geração de dados artificiais a partir de um gerador de números aleatórios, com seu desvio padrão, o qual é a medida mais comum da dispersão estatística.

A integração do software desenvolvido com o banco de dados georreferenciado das redes de energia da CELG, simplifica e agiliza as simulações, bem como oferece maior realidade dos dados de campo. Para isto, o programa carrega os dados físicos e elétricos reais da rede, como: cabos, transformadores, cargas, equipamentos de compensação de tensão, etc.

Essas informações são importantes para a simulação, uma vez que se observa que o desempenho da empresa, quanto à conformidade das suas tensões de entrega, está vinculada ao fluxo de reativos e aos critérios operacionais para o uso das derivações (tapes) dos transformadores. Há, todavia, uma dependência entre este desempenho e os critérios sobre os desequilíbrios nas cargas e as distorções de tensão.

Em resumo, esta dissertação pretende principalmente:

1. Apresentar as principais questões relacionadas às Resoluções ANEEL e ao PRODIST no que diz respeito à Conformidade da Tensão;
2. Apresentar a ferramenta computacional desenvolvida;
3. Analisar as primeiras aplicações da ferramenta e dados comparativos com medições;
4. Finalmente extrair as conclusões e o que pode ser melhorado no futuro.

1.4 Estrutura da Dissertação

Com objetivo de demonstrar aplicabilidade da ferramenta computacional desenvolvida para simulação de nível de tensão, em face às exigências estabelecidas pelo poder regulador e pelos próprios consumidores, descreve-se a seguir a estrutura desta dissertação com os passos e os critérios abordados para a obtenção dos resultados.

No capítulo dois, sobre **Conformidade de Tensão – O Estudo da Arte**, consta a evolução dos requisitos estabelecidos nas legislações do setor elétrico, como também alguns trabalhos correlacionados com este estudo de caso, dando foco especial na regulamentação em vigência estabelecida no PRODIST – Módulo 8 [2].

No capítulo três, sobre **Práticas e Demandas do Setor Elétrico**, são apresentadas as formas de interação entre as distribuidoras e os consumidores e/ou agente regulador sobre a conformidade do nível de tensão. A empresa CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. foi adotada para exemplificar as variáveis envolvidas na realização das campanhas amostrais exigidas pela ANEEL, relatando metodologia, forma de execução e seus custos. Também é abordado neste capítulo os procedimentos quando a solicitação de verificação de nível de tensão é feita diretamente pelo consumidor.

No capítulo quatro, sobre **O Sistema de Gestão como Banco de Dados**, estão as principais questões relacionadas às ferramentas de sustentação para o desenvolvimento do software, e estas se referem à Base de Dados da CELG D, o qual deve ser corretamente acessado pelo próprio programa denominado de *Simulador de DRP e DRC*.

No capítulo cinco, sobre **A Ferramenta Computacional**, será apresentado o software desenvolvido, o qual é a ferramenta fundamental deste trabalho. Já que o mesmo permitirá às áreas de qualidade e planejamento da distribuidora, não só um estudo do risco regulatório em relação às exigências do PRODIST – MÓDULO 8 [2], mas também sucessivos estudos e simulações de pequenos e/ou grandes circuitos em qualquer tempo. Assim, verificando a real situação dos circuitos frente à ocorrência ou não de *DRPs* e *DRCs*.

O capítulo seis, **Análise Comparativa de Resultados**, objetiva validar os dados simulados de tensão, *DRP*, *DRC* e carregamento. Procurou-se neste capítulo comparar os resultados com leituras obtidas através de medidores eletrônicos de tensão e corrente instalados em campo.

Já no capítulo oito, sobre **As Conclusões**, registram-se os principais resultados e as perspectivas de aplicabilidade da ferramenta desenvolvida, com sugestões de melhorias.

1.5 Considerações Finais

É perceptível que neste texto será abordada uma gama significativa de informações, desde os aspectos regulatórios até os resultados obtidos através da ferramenta computacional

desenvolvida, a qual irá possibilitar um maior entendimento das variáveis inerentes à conformidade da tensão, bem como os riscos associados às penalidades e compensações financeiras que as Distribuidoras de energia estão expostas.

Capítulo 2

Conformidade da Tensão – O Estado da Arte

2.1. Considerações Iniciais

O foco deste estudo é qualidade de fornecimento do nível de tensão em regime permanente, que é cada vez mais exigido pelos próprios consumidores e regulamentado pelo Agente Regulador. Assim, neste capítulo consta a evolução dos requisitos estabelecidos nas legislações do setor elétrico brasileiro das últimas décadas, quanto a conformidade de tensão, e também alguns trabalhos correlacionados com este estudo de caso.

2.2. Principais trabalhos da Literatura

Primeiramente deve-se registrar que não existem muitas artigos e livros sobre estudos envolvendo simulação computacional de nível de tensão em redes de baixa tensão. A diversidade e quantidade das cargas neste nível de tensão exige utilização de métodos probabilísticos para melhor modelá-las, assim apresentando característica elétrica diferenciada.

Uma modelagem de fluxo de potência probabilística foi proposta por RODRIGUEZ [19], tornando uma metodologia alternativa à representação determinística das cargas distribuídas na rede de energia elétrica. Esta modelagem serviu de base na Tese desenvolvida por GUIMARÃES [13], com título “AVALIAÇÃO DOS RISCOS DE VIOLAÇÕES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, UTILIZANDO METODO PROBABILISTICO E CONJUNTOS FUZZY”, em 2008.

Cabe mencionar aqui, que o método de simulação Monte Carlo tem uma ampla utilização histórica em diferentes campos e áreas de conhecimento. Por exemplo, no início do século foi usado para estudar a equação de Boltzmann, para problemas relacionados com a bomba atômica, envolvendo simulação do processo de difusão de nêutrons [8]. Justifica-se, deste modo, que decidiu-se não abordar neste texto os pormenores e aplicações desta ferramenta.

Outro trabalho interessante é o Relatório 4 preparado pelo Prof. Dr. Sigmar M. Deckmann, em 2000 [9], sobre qualidade da energia elétrica, tensão de suprimento, para Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Este servindo de referência na caracterização do nível de tensão e das faixas de tolerância e variação da mesma.

O Relatório 4 supracitado resultou em um protocolo de monitoramento de tensão de suprimento, permitindo implementar monitoramento automatizado das tensões eficazes numa janela de tempo. Também uma avaliação simplificada, através de histogramas, sobre comportamento do nível de tensão que demanda menor recurso de instrumentação.

2.3. O que significa Conformidade da Tensão em padrões mundiais

O termo conformidade de tensão elétrica refere-se, de acordo com padrões legais estabelecidos no Brasil, à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

Dessa forma, a conformidade dos níveis de tensão é resultante da comparação dos valores de tensões obtidos por medições com a tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a contratada, de acordo com nível de tensão da conexão e estabelecido no PRODIST – Módulo 8 [2], figura 2.1.

De forma ilustrativa, a tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada em faixas em torno da tensão de referência adotada, conforme Figura 2.1.

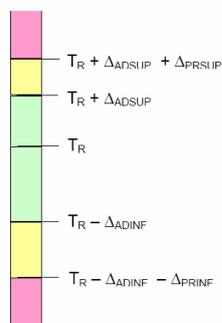


Figura 2.1 - Faixas de Tensão em Relação à Referência
Fonte: PRODIST – Módulo 8 [2]

Onde:

- a) Tensão de Referência (TR);
- b) Faixa Adequada de Tensão ($TR - \Delta ADINF$, $TR + \Delta ADSUP$);
- c) Faixas Precárias de Tensão ($TR + \Delta ADSUP$, $TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP$ ou $TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF$, $TR - \Delta ADINF$);
- d) Faixas Críticas de Tensão ($>TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP$ ou $<TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF$);

Cabe lembrar que as unidades consumidoras com instalações conectadas em tensão nominal igual ou superior a 230 kV deverão ter as faixas de tensão classificadas de acordo com os Procedimentos de Rede, do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Na seção 2.4 serão apresentadas as diversas faixas de tensão estabelecidas pelo poder regulador brasileiro. No entanto, consta a seguir dois exemplo ilustrando o comportamento da tensão medida durante 7 (sete) dias em unidades consumidoras conectadas em baixa tensão.

- **Exemplo-1:** Unidade consumidora conectada em Baixa Tensão (382/220 Volts) e com leituras de tensão dentro da faixa considerada adequada. A Tabela 2.1 e as Figuras 2.2 e 2.3 ilustram o exemplo.

Tabela 2.1 - Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403) / (189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327$ ou $TL > 403) / (TL < 189$ ou $TL > 233)$



Figura 2.2: Gráfico de Tensão com tensão adequada

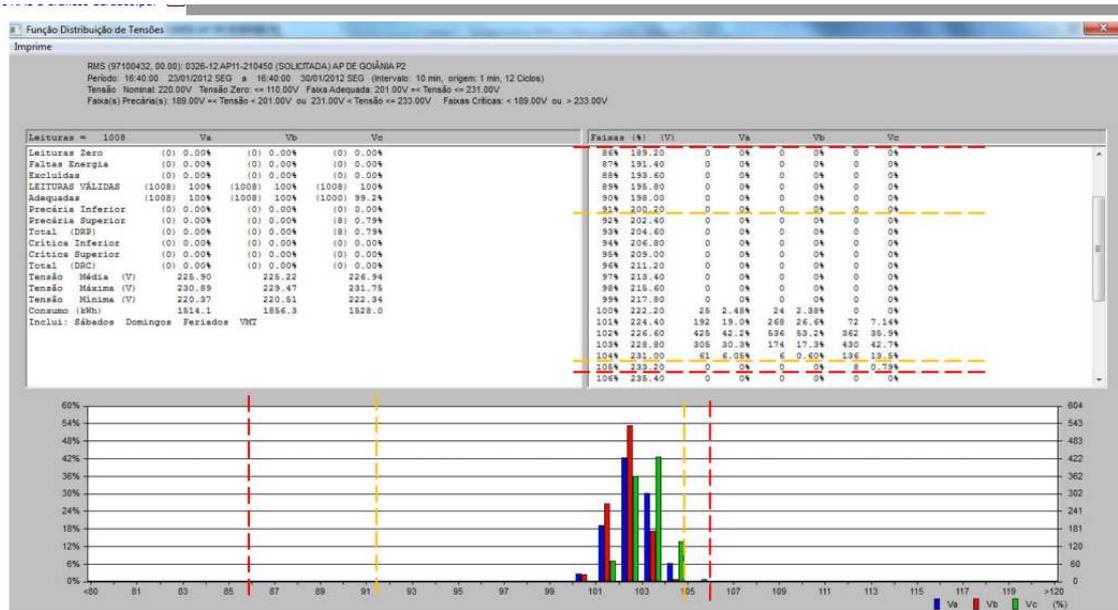


Figura 2.3: Função Distribuição das tensões com valores adequados

- **Exemplo-2:** Unidade consumidora conectada em Baixa Tensão (382/220 Volts) e com leituras de tensão fora da faixa considerada adequada. A Tabela 2.2 e as Figuras 2.4 e 2.5 ilustram o exemplo.

Tabela 2.2 - Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348 \text{ ou } 396 < TL \leq 403) / (189 \leq TL < 201 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$



Figura 2.4 - Gráfico mostrando transgressão de tensão

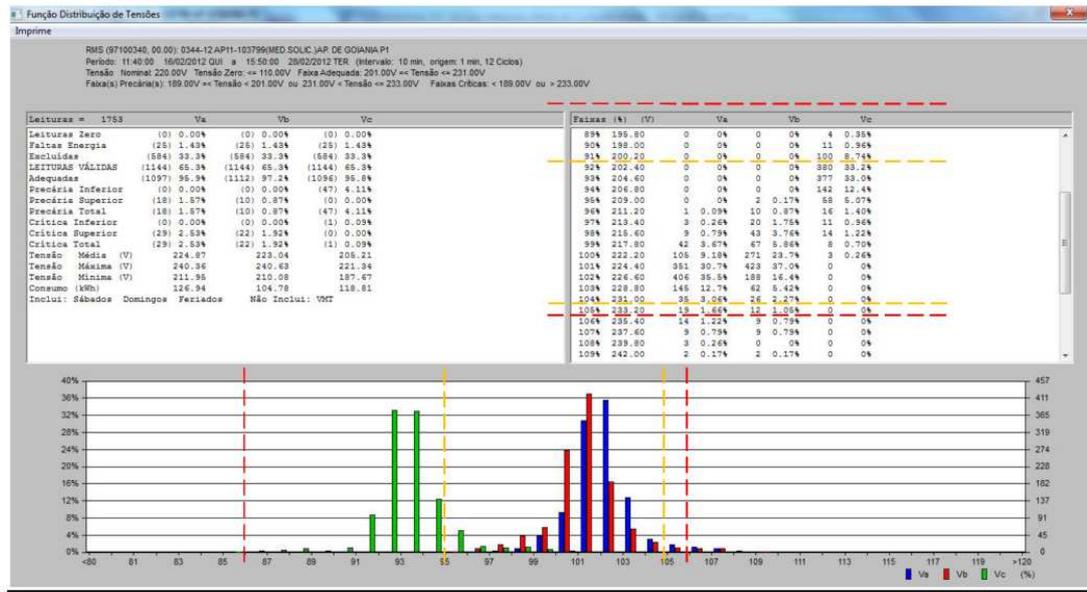


Figura 2.5 - Função Distribuição das tensões com transgressão de valores

2.4. Normalização e Regulamentação no Brasil

A legislação regulatória atual sobre qualidade da energia elétrica estabelece a possibilidade das concessionárias terem que compensar seus clientes pelas não conformidades na tensão de entrega. Os montantes potenciais destas compensações podem ser muito maiores do que se poderia supor a partir de uma análise superficial do assunto. Daí a importância de conhecê-las e adotar uma postura preventiva quanto aos seus requisitos e exigências.

Historicamente, o setor elétrico tem evoluído no sentido de regulamentar a conformidade do nível de tensão e, atualmente, estabelece penalidades e compensações financeiras quando constatado transgressão de nível de tensão. Tal prática foi iniciada através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, instituído pela Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, responsável dentre outros pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade. Por exemplo, em 1978, o DNAEE publicou a Portaria 047 que versava sobre a qualidade da tensão de fornecimento de energia elétrica.

Após instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o rigor vem aumentando. Em 26 de novembro de 2001, ANEEL através da Resolução nº 505 estabeleceu uma série de requisitos, indicadores e

penalidade para fornecimento de tensão em regime permanente. Esta resolução foi substituída pelo PRODIST – Módulo 8 [2], em 1º de janeiro de 2010, resultando em maior controle dos indicadores de conformidade de tensão e penalidade mais rigorosa para as não conformidades constatadas.

2.4.1 Resolução ANEEL N° 505, de 26 de novembro de 2001

Essa resolução da ANEEL é que regulamentou o setor elétrico nacional até dezembro de 2009, posteriormente substituída pelo Módulo n° 8 do PRODIST, regulamentando de forma consolidada as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Através da leitura da Resolução 505/01 da ANEEL, fica claro que tal regulamentação refere-se às tensões em Regime Permanente, ou seja, ao valor eficaz de tensão obtida através da integralização das medições a cada 10 (dez) minutos e onde não ocorram distúrbios elétricos capazes de invalidar a leitura.

Dessa forma, a Tensão de Atendimento (TA) é o valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em Adequada, Precária ou Crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts. As tensões medidas que possibilitam apurar os indicadores de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (*DRC*) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (*DRP*), ambos indicadores individuais referentes à duração relativa das leituras de tensão, respectivamente nas faixas de tensão crítica e precária, no período de observação definido, expressos em valores percentuais.

Para os indicadores individuais citados, têm-se de acordo com a resolução as seguintes formulações de cálculo:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} * 100 \quad [\%] \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} * 100 \quad [\%] \quad (2.2)$$

Onde:

nlp = número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc = número de leituras situadas nas faixas críticas; e

1008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

Assim ficou estabelecido o critério de medição e cálculo dos indicadores individuais de tensão. A classificação de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, estão mostradas nas Tabelas 2.3 a 2.6 a seguir, extraídas do Módulo nº 8 do PRODIST [2]. De forma resumida, para os pontos de conexão entre concessionárias ou clientes com tensão nominal de operação igual ou superior a 69 kV, a tensão para ser considerada adequada deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão contratada no ponto de conexão. Para pontos de conexão situados na faixa superior a 1 kV e menor que 69 kV, o limite inferior da tensão passa a ser 93% (noventa e três por cento) da tensão contratada. Finalmente, para unidades consumidoras atendidas em tensão nominal de operação igual ou inferior a 1 kV, a tensão a ser contratada com a concessionária deve ser a tensão nominal do sistema no ponto de entrega e estas devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme Tabela 2.6.

Tabela 2.3 - Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou superior a 230 kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$
Crítica	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,07 TC$

Fonte: ANEEL 505/01 [1]

Tabela 2.4 - Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$

Fonte: ANEEL 505/01 [1]

Tabela 2.5 – Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Fonte: ANEEL 505/01 [1]

TABELA 2.6 – Pontos de entrega ou conexão em tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV

TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)
Ligação	Volts			
Trifásica	(220) / (127)	(201 ≤ TL ≤ 231) / (116 ≤ TL ≤ 133)	(189 ≤ TL < 201 ou 231 < TL ≤ 233) / (109 ≤ TL < 116 ou 133 < TL ≤ 140)	(TL < 189 ou TL > 233) / (TL < 109 ou TL > 140)
	(380) / (220)	(348 ≤ TL ≤ 396) / (201 ≤ TL ≤ 231)	(327 ≤ TL < 348 ou 396 < TL ≤ 403) / (189 ≤ TL < 201 ou 231 < TL ≤ 233)	(TL < 327 ou TL > 403) / (TL < 189 ou TL > 233)
Monofásica	(254) / (127)	(232 ≤ TL ≤ 264) / (116 ≤ TL ≤ 132)	(220 ≤ TL < 232 ou 264 < TL ≤ 269) / (109 ≤ TL < 116 ou 132 < TL ≤ 140)	(TL < 220 ou TL > 269) / (TL < 109 ou TL > 140)
	(440) / (220)	(402 ≤ TL ≤ 458) / (201 ≤ TL ≤ 229)	(380 ≤ TL < 402 ou 458 < TL ≤ 466) / (189 ≤ TL < 201 ou 229 < TL ≤ 233)	(TL < 380 ou TL > 466) / (TL < 189 ou TL > 233)

Fonte: ANEEL 505/01 [1]

Por fim, caso as concessionárias forneçam tensões fora da faixa considerada adequada pela ANEEL, resultando em transgressão Crítica ou Precária e também não consiga executar medidas corretivas dentro do prazo máximo regulamentado, as mesmas deverão compensar financeiramente o cliente afetado se os indicadores ultrapassarem os valores máximos de referência. Assim, foram estabelecidos os valores de referência Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (*DRCM*) e Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (*DRPM*), ambos em percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, respectivamente nas faixas de tensão crítica e precária, no período de observação definido.

O registro histórico do valor do *DRP_M*, até o ano de 2003 ficou estabelecido em 7% (sete por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 1% (um por cento) a cada ano, no período de 2004 a 2007, quando passou a ter o valor fixo de 3% (três por cento). Já o valor do *DRC_M* para o ano de 2004 foi estabelecido em 1,1% (um inteiro e um décimo por

cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 0,2% (dois décimos por cento) a cada ano, no período de 2005 a 2007, quando passou a ter o valor fixo de 0,5% (cinco décimos por cento).

Portanto, a Resolução ANEEL nº 505/01, estabeleceu a equação a seguir para calcular o valor da compensação financeira, a favor do cliente afetado, caso as concessionárias não providenciem a regularização dos níveis de tensão em no máximo 90 (noventa) dias para DRP superiores ao DRP_M e 15 (quinze) dias para DRC superiores ao DRC_M , a partir da data da comunicação do resultado da medição no consumidor (no caso de medições oriundas de reclamações) ou a partir do término da leitura (no caso de medições amostrais).

$$Valor = \left[\frac{DRP - DRP_M}{100} * k1 + \frac{DRC - DRC_M}{100} * k2 \right] * k3 \quad (2.3)$$

onde:

$k1 = 1$;

$k2 = 4$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão;

$k2 = 2$, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão;

$k2 = 1$, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

DRP_M = valor do DRP_M expresso em %;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

DRC_M = valor do DRC_M expresso em %; e

$k3$ = valor líquido da fatura de energia elétrica ou do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.

Quanto ao indicador coletivo, com base nas medições amostrais efetuadas em um determinado trimestre, era calculado o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC). Para este, de acordo com a ANEEL, têm-se:

$$ICC = \frac{CC}{CA} * 100 \quad [\%] \quad (2.4)$$

Onde

CC = total de unidades consumidoras com leituras situadas na faixa crítica;

CA = total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição.

2.4.2 Procedimentos da Distribuição: PRODIST – Módulo 8.

O PRODIST, especificamente no Módulo-8, seção 8.1, Revisões 1 e 2, publicados 01/01/2010 e 01/01/2011 respectivamente, revogou a Resolução ANEEL nº 505/2001 citada no item anterior, e apresentou os requisitos para qualidade da tensão em regime permanente, estabelecendo definitivamente: (i) os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão, (ii) os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, (iii) os critérios de medição e registro, (iv) os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso os limites de tensão observados não se encontrem na faixa de atendimento adequado.

Cabe reforçar que o termo “conformidade de tensão elétrica” refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

A publicação do Módulo nº 8 do PRODIST em 2010, manteve vários requisitos estabelecidos na Resolução ANEEL nº 505/2001. No entanto, algumas importantes mudanças foram promovidas, as quais serão listadas a seguir.

Com relação à tensão que delimita a faixa adequada, precária e crítica, a evolução da Resolução ANEEL 505/2001 para o módulo nº 8 PRODIST foi a substituição da Tensão Contratada pela à Tensão de Referência, ou seja, esta pode ser tensão contratada ou nominal no ponto de conexão, dependendo do nível de tensão. Por exemplo, a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação igual ou superior a 230 kV deverá ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.

A atualização do Módulo 8 do PRODIST manteve as formulações estabelecidas na Resolução ANEEL 505 para o cálculo dos indicadores individuais, *DRP* e *DRC*, citados nas

equações 2.1 e 2.2. No entanto, sobre indicador coletivo, o PRODIST alterou a fórmula de cálculo do Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (*ICC*), considerando agora todas as unidades consumidoras com *DRC* não nulos no numerador. Dessa forma, com base nas medições amostrais efetuadas em um determinado trimestre, o *ICC* passou a ser:

$$ICC = \frac{N_c}{N_L} * 100 \quad [\%] \quad (2.5)$$

Onde

N_c = total de unidades consumidoras com *DRC* não nulos;

N_L = total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição.

Além da mudança anterior no *ICC*, foram também criados outros dois índices Equivalentes por Consumidor: o índice de duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente (DRP_E) e o índice de duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente (DRC_E), de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} \quad [\%] \quad (2.6)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} \quad [\%] \quad (2.7)$$

onde:

DRP_i = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i);

DRP_E = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

DRC_E = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente;

N_L = número total de unidades consumidoras da amostra.

Com relação ao valor da compensação financeira, percebe-se que houve alteração na equação para o cálculo da compensação financeira junto ao cliente, ou seja, passou adotar o valor do encargo de uso do sistema de distribuição, ao invés do valor líquido da fatura, conforme a seguir:

$$Valor = \left[\frac{DRP - DRP_M}{100} * k1 + \frac{DRC - DRC_M}{100} * k2 \right] * EUSD \quad (2.8)$$

Onde:

$k1 = 0$, se $DRP \leq DRPM$;

$k1 = 3$, se $DRP > DRPM$;

$k2 = 0$, se $DRC \leq DRCM$;

$k2 = 7$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão, se $DRC > DRCM$;

$k2 = 5$, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão, $DRC > DRCM$;

$k2 = 3$, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão, $DRC > DRCM$;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

$DRP_M = 3$ %;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

$DRC_M = 0,5$ %;

$EUSD$ = valor do encargo de uso do sistema de distribuição, em reais, referente ao mês de início da realização da medição pelo período mínimo de 168 horas.

2.5. Considerações Finais

Considerando a importância da qualidade da energia elétrica, a legislação regulatória estabelece a possibilidade das concessionárias terem que compensar seus clientes pelas não conformidades na tensão de entrega. Os montantes potenciais destas compensações podem ser muito maiores do que se poderia supor a partir de uma análise superficial do assunto. Avaliações baseadas em cenários reais e cálculos conscienciosos apontam cifras superiores a 20% do faturamento bruto de uma empresa, caso todos os usuários requeressem seus direitos estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 [2].

É óbvio que prejuízos desse porte causariam a inviabilização econômico-financeira do serviço prestado. Por outra parte, causas circunstanciais têm evitado que estas situações extremas ocorram, principalmente o desconhecimento ou apatia do consumidor sobre a dimensão do seu prejuízo e a dificuldade em atribuí-lo a uma distorção elétrica. Contudo, este cenário está mudando rapidamente devido a atuação de entidades de defesa do consumidor, associações da indústria, outros.

Portanto, fica evidente a importância das concessionárias adotarem um comportamento proativo em relação à qualidade da energia elétrica. Ou seja, proporcionar as manutenções ou investimentos pertinentes na rede de distribuição para minimizarem as aplicações das multas pelo Agente Regulador e, também, as compensações financeiras diretamente aos clientes por fornecimento de nível de tensão fora da faixa considerada adequada pela legislação.

Capítulo 3

Práticas e Demandas do Setor Elétrico no Controle da Conformidade da Tensão

3.1 Considerações Iniciais

Após a publicação das legislações anteriormente mencionadas, tanto o poder regulador, através das medições amostrais, quanto os clientes, através de iniciativa própria, têm gerado demandas e ações cada vez mais efetivas junto às distribuidoras de energia elétrica, quanto à conformidade do nível de tensão.

A instalação de equipamentos de medição para identificar os possíveis pontos de transgressão de nível de tensão requer muita mão de obra e instrumentação, os quais limitam e retardam execução de medidas corretivas.

Neste capítulo, serão apresentadas as principais práticas e demandas do setor elétrico para se ter um retrato da tensão entregue ao consumidor.

3.2 Campanhas de Medição

O Poder Regulador envia uma relação das unidades consumidoras em quantitativos trimestrais às distribuidoras, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias em relação à data de início das medições, acrescida de uma margem de segurança para contornar eventuais problemas de cadastro ou de impossibilidade de medição. Dessa forma, as distribuidoras efetuam, para cada uma das unidades consumidoras, dentro do trimestre correspondente, as medições dos valores eficazes da tensão durante um período de observação mínimo de 168 horas consecutivas totalizando 1008 leituras válidas, conforme requisitos estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 [2].

As medições em cada trimestre abrangerão, no mínimo, a dimensão da amostra definida na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Dimensão da Amostra Trimestral

Número total de unidades consumidoras da concessionária (N)	Dimensão da amostra (Unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (Unidades consumidoras)
$N \leq 30.000$	36	42
$30.001 \leq N \leq 100.000$	60	66
$100.001 \leq N \leq 300.000$	84	93
$300.001 \leq N \leq 600.000$	120	132
$600.001 \leq N \leq 1.200.000$	156	172
$1.200.001 \leq N \leq 2.000.000$	210	231
$2.000.001 \leq N \leq 3.000.000$	270	297
$N \geq 3.000.001$	300	330

Fonte: PRODSIST, Módulo n 8 [2]

As medições podem ser realizadas entre uma fase e o neutro, ou entre duas fases quando o neutro não for disponível, utilizando equipamentos de medição de acordo com os requisitos mínimos e critérios estabelecidos no próprio PRODIST – Módulo 8 [2].

Quando constatada uma 'não conformidade' no nível de tensão amostrada, a distribuidora deve também executar e registrar os dados a seguir por período de 5 (cinco) anos:

- a) Quais providências foram executadas para a regularização e qual a data de conclusão.
- b) O período da nova medição.
- c) O histograma de tensão e tabela de medição apurados após a regularização.

Para finalizar, a distribuidora deve enviar trimestralmente à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente de cada trimestre, os valores dos indicadores individuais (*DRP* e *DRC*) obtidos das medições amostrais trimestrais. Por meio destas medições, o indicador coletivo (*ICC*) é calculado pela ANEEL.

3.2.1 Dados Gerais da CELG D

A Celg Distribuição S.A. (CELG D), junto com a Celg Geração e Transmissão S.A. (CELG G&T) formam a *holding* Companhia Celg de Participações (CELGPAR), criada em dezembro de 2006. Na prática, a CELG D existe desde 1956, quando foi constituída a Centrais Elétricas de Goiás S.A. (CELG), desenvolvendo as múltiplas atividades de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica no Estado de Goiás.

Em 1999, a empresa ampliou sua área de atuação e começou a prestar outros serviços, tais como diagnóstico energético, e passou à denominação de Companhia Energética de Goiás. Em 2004, a lei federal nº. 10.848, determinou a segregação das diferentes atuações das concessionárias de energia elétrica no País. Assim, as empresas tiveram que ser desverticalizadas para representar atividades distintas e a CELG passou a se chamar CELG Distribuição S.A. (CELG D).

A CELG D é responsável pela distribuição e comercialização de energia elétrica em 237 municípios goianos, o que corresponde a mais de 98,7% do território do Estado, ou seja, distribui energia elétrica numa área de aproximadamente 337 mil Km². Atualmente, atende a 2,5 milhões unidades consumidoras, o que representa 2,4% do consumo de energia elétrica no Brasil.

Conforme supracitado, a distribuidora atua numa enorme área de concessão com aproximadamente 906 mil postes urbanos implantados e 1,1 milhão de postes na zona rural. Disponibiliza tensão em 220/380 Volts para clientes do Grupo B e as tensões 13,8kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV para as unidades consumidoras que necessitam ser atendidas em alta tensão.

As figuras 3.1 e 3.2 apresentam os mapas eletro-geográfico e por região para melhor identificação da área de atuação da CELG D.

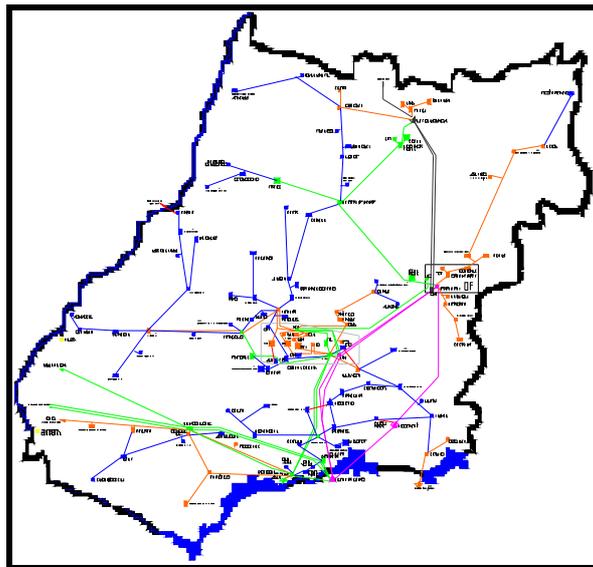


Figura 3.1 - Mapa Eletro-Geográfico simplificado da CELG D



Figura 3.2 - Mapa por região da CELG D

3.2.2 Metodologia de Sorteio – Campanha Amostral

Conforme descrito anteriormente, pelo fato da CELG D estar na faixa de 2 à 3 milhões de consumidores, a ANEEL sorteia 297 unidades consumidoras as serem medidas trimestralmente, sendo que a concessionária deve enviar uma resposta com pelo menos 270 leituras válidas, conforme critérios estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 [2].

A metodologia de sorteio adotada pelo poder regulador (ANEEL) não é divulgada. No entanto, analisando os conjuntos de unidades consumidoras sorteadas para medição amostral na CELG D em 2011, pode-se perceber que a distribuição da amostra é proporcional à distribuição das unidades consumidoras na área de concessão.

Exemplificando o exposto no parágrafo anterior, somando as 4 (quatro) amostras trimestrais sorteadas em 2011 e comparando com a distribuição das unidades consumidoras por região, conforme Tabela 3.2, fica evidente a proporcionalidade.

Tabela 3.2 - Distribuição das Medições Amostrais por Regional - Ano 2011

Região	Total Amostral Ano 2011		Total de Unidades Consumidoras	
	Quant.	%	Quant.	%
Metropolitana	463	39,0%	986.321	38%
Oeste	118	9,9%	229.404	9%
Centro-Norte	121	10,2%	255.879	10%
Leste	125	10,5%	296.223	12%
Norte	65	5,5%	152.012	6%
Nordeste	61	5,1%	137.704	5%
Sul	117	9,8%	284.510	11%
Sudoeste	118	9,9%	228.504	9%
Sub-total	1188	100,0%	2.570.557	100%

A Figura 3.3 apresenta o mesmo resultado em forma gráfica

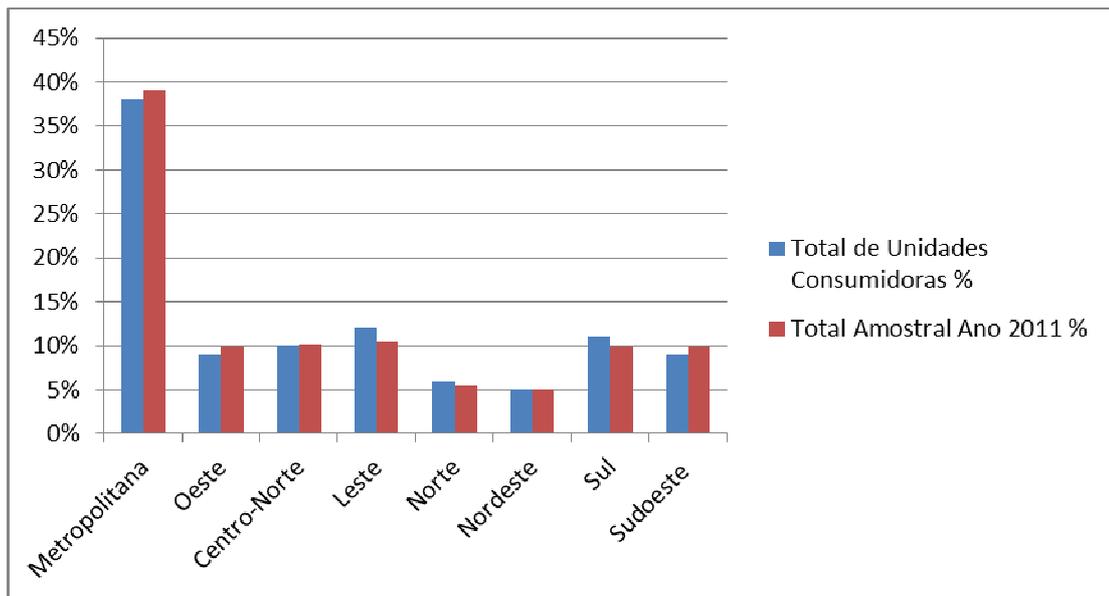


Figura 3.3 - Gráfico comparativo entre porcentagem de amostra e unidade consumidora por região geográfica

Após sorteio da amostra citada nessa seção, a ANEEL disponibiliza para as concessionárias um arquivo identificando as unidades consumidoras que devem ter o nível de tensão monitorado atendendo os requisitos estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 [2].

3.2.3 Solicitação pelo Consumidor

Quanto à demanda solicitada pelo próprio consumidor, pode-se observar um aumento a cada ano o que caracteriza que ele mesmo está cada vez mais exigente quanto ao fornecimento de um nível de tensão que lhe satisfaz. Obviamente, partindo do cliente a reclamação, os dados apurados sinalizam que aproximadamente 40% das reclamações são procedentes, ou seja, realmente a tensão fornecida não estava dentro da faixa adequada por deficiência no sistema de distribuição de energia da concessionária. Destas, 16% não possibilitam adequação no momento da inspeção, ou seja, a distribuidora fica exposta a compensações financeiras por não cumprimentos dos prazos estabelecidos na legislação.

Para exemplificar, no ano de 2011, na região metropolitana de Goiânia, foram requeridas pelos clientes 1050 medições por reclamação de nível de tensão, conforme os critérios estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 [2]. Destas, 16,3% apresentaram transgressões Precária e/ou Crítica e que não foram sanadas no momento da inspeção. Cabe lembrar que, como nas amostrais, o poder regulador estabelece um prazo para a correção destes indicadores, sendo 90 dias (quando houver transgressão de DRP) e 15 dias (para transgressão crítica).

Outro exemplo que ilustra o processo é mostrado a seguir, cujos dados foram coletados na região nordeste da CELG D, com os seguintes resultados contidos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Estatística de Medições de tensão, por reclamação do cliente;

Resumo das medições, por solicitação do cliente – Departamento Regional Nordeste – CELG D				
Período	Procedente (und)	Improcedente (und)	Total (und)	Índice de procedência (%)
1º - trimestre (out/08 à dez/08)	12	20	32	38 %
2º - trimestre (jan/09 à mar/09)	7	10	17	41 %
3º - trimestre (abr/09 à jun/09)	9	20	29	31 %
4º - trimestre (jul/09 à set/09)	8	9	17	47 %

Observando a Tabela anterior, nota-se que a população está adquirindo hábito de reclamar e que 30% a 50% das reclamações são procedentes, incluindo aquelas corrigidas no ato da inspeção, ou seja, a concessionária não estava fornecendo nível de tensão adequado no ponto de conexão.

Ao receber a reclamação do cliente, a CELG D procura fazer a melhor caracterização possível do problema, conforme instruções técnicas da empresa. O atendente deverá ainda realizar os seguintes registros, além da identificação da Unidade Consumidora (UC):

- Dia e horário da semana que ocorre o problema;
- Se o problema é percebido mais de uma vez e, se sim, em quais dias e horários;
- E-mail de contato do cliente, se existente;
- Endereço alternativo para recebimento de correspondência – especialmente, clientes da zona rural;
- Telefone de contato e horário preferencial para receber comunicações telefônicas.

Após o registro das informações, o consumidor recebe o número do protocolo e o atendente aciona a equipe de atendimento de emergência para efetuar a inspeção técnica atendendo a data e frequência registrada. Esta inspeção deve ser efetuada até o ponto de conexão da unidade consumidora e incluir a medição instantânea, no ponto de conexão, do valor eficaz de duas leituras, com intervalo mínimo de 5 minutos entre elas. Tal prática de inspeção e medições é suficiente para verificar a procedência da reclamação, caracterizando a mesma como problema de nível de tensão ou não. Caso improcedente, as informações são inseridas no formulário padrão da empresa, chamado de Relatório de Inspeção Técnica - RIT e, em seguida, solicita-se o encerramento da ocorrência no sistema. Caso a reclamação seja procedente, a equipe verifica a possibilidade de regularização do problema de imediato, conforme a seguir:

- Reaperto ou substituição de conexões;
- Poda de árvores;
- Mudança de tape de transformador;
- Reequilíbrio de carga;
- Outros.

Concluída a manutenção, efetua-se uma nova medição instantânea (no ponto de conexão) do valor eficaz da tensão, novamente com duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 minutos entre elas, cujos dados são registrados no formulário RIT. Duas situações podem ocorrer: (i) se a tensão ficou regularizada, faz-se o contato com o cliente para entrega do Relatório de Inspeção Técnica, seja em mãos ou na caixa de correio. Cabe mencionar que o RIT traz a informação de que o cliente tem direito a solicitar uma medição de 168 h, bem como os respectivos valores a serem cobrados caso não se encontrem transgressões do nível da tensão. (ii) Caso a transgressão de tensão não seja regularizada no momento da inspeção, além de entregar o RIT com as informações pertinentes, aciona-se a equipe técnica mais especializada para analisar e executar melhorias no circuito.

Se o cliente solicitar uma medição de 168 h dentro do prazo legal, ou o resultado da inspeção técnica for "reclamação procedente", a companhia deve acionar uma equipe de aferição de energia do departamento responsável pela UC em questão, para as providências cabíveis. Em seguida, a companhia entra em contato com o cliente (se possível no horário preferencial indicado na ocorrência) para comunicá-lo sobre a data e o horário da medição de tensão, seu direito de acompanhar a instalação do equipamento de medição e o prazo de 30 dias para entrega do laudo técnico do resultado da medição.

Feito isto, executa-se o procedimento de medição para apurar o *DRP* / *DRC*, lembrando que o conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deverá compreender o registro de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (períodos de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas.

Após a medição, o relatório a ser encaminhado ao cliente deverá conter:

- a) identificação da UC ou do ponto de conexão medido;
- b) período de observação utilizado (ano, mês, dia hora e minuto inicial e final);
- c) valores apurados de *DRP* e *DRC*;
- d) valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- e) histograma de tensão e tabela de medição, em p.u. de tensão nominal, com o intervalo de 0,8 p.u. a 1,20 p.u., e com uma resolução mínima de 40 intervalos;
- f) coordenadas geográficas dos postes da rede de distribuição a que estiverem vinculadas a unidade consumidora.

Deverão ser registrados também, caso existam:

- g) providências para regularização e data de conclusão;

- h) período da nova medição;
- i) histograma de tensão e tabela de medição apurados após a regularização.

Na sequência, a companhia irá analisar os resultados relativos à *DRP/DRC* conforme PRODIST - Módulo 8, Anexo I. Se constatada uma violação destes índices, é iniciada a contagem do prazo legal para regularização da não conformidade, conforme o próprio PRODIST. Caso este prazo não seja respeitado, a distribuidora calcula e efetua a devida compensação financeira na fatura subsequente do(s) consumidor(res) afetado(os). Se não houver violação e a solicitação tenha sido feita por parte do cliente, haverá cobrança da medição. Também haverá cobrança nos casos em que a reclamação foi considerada procedente inicialmente, porém, mesmo com a regularização na inspeção técnica inicial, o cliente, ainda assim, solicitar a medição de 168 h.

Deve-se mencionar que a constatação de procedência na medição de 168 h exige a geração de Pedido de Serviço – PS destinado às áreas de competência, informando:

- prazos para conclusão (data limite);
- valores de *DRP / DRC*
- nº da Unidade Consumidora (UC);
- nº do posto;
- sugestões de intervenção;

Atentando os prazos regulamentares, ou seja: 15 dias para DRC e 90 para DRP, a área executora ao término da obra e/ou serviço de melhoria, deverá registrar a conclusão e acionar a equipe de medição para programar uma nova medição. Esta deve seguir o mesmo procedimento de agendamento e comunicação realizada na primeira medição. Tal procedimento deve ser repetido até que seja regularizado o nível de tensão, ou seja, os índices *DRP* e *DRC* medidos fiquem dentro do limite estabelecido pela ANEEL.

Para finalizar, cumpridas todas as etapas descritas anteriormente, verifica se os prazos legais foram respeitados. Caso constate transgressão dos prazos, faz-se contato com o cliente para prestação das seguintes informações:

- Protocolo da ocorrência;
- Valores a serem compensados;
- Data das compensações;
- Opção de pagamento de preferência do cliente (Depósito em conta bancária ou Cheque nominal).

3.2.4 Execução da Campanha

Atualmente a execução das 297 medições amostrais por trimestre, totalizando 1.188 medições por ano, estas realizadas por equipes centralizadas na matriz da CELG D, que atendem toda área de concessão, seguindo os critérios estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 [2].

A ANEEL se comunica com cada distribuidora através do site oficial do regulador, utilizando um “Duto” personalizado para transferência de dados, tanto para disponibilizar a relação de unidades consumidoras selecionadas para amostragem, quanto para a distribuidora enviar os dados apurados nas campanhas.

A execução de cada campanha amostral, por trimestre, requer contingenciamento de técnicos bem treinados e equipamentos qualificados para cumprir os requisitos qualitativos e prazos estabelecidos pelo poder regulador. Cabe mencionar que as distribuidoras de energia têm até último dia útil do mês subsequente ao período base da amostra para enviar resultados das medições.

Dessa forma, conhecida população a ser amostrada, a CELG D define o calendário de medição observando os prazos legais e reservando os recursos humanos e materiais para cada tarefa.

Em termos de recursos materiais, as Figuras 3.4 e 3.5 mostram alguns equipamentos que são utilizados nas campanhas de medição ou nas verificações sob demanda do consumidor, tanto na baixa quanto na média tensão.

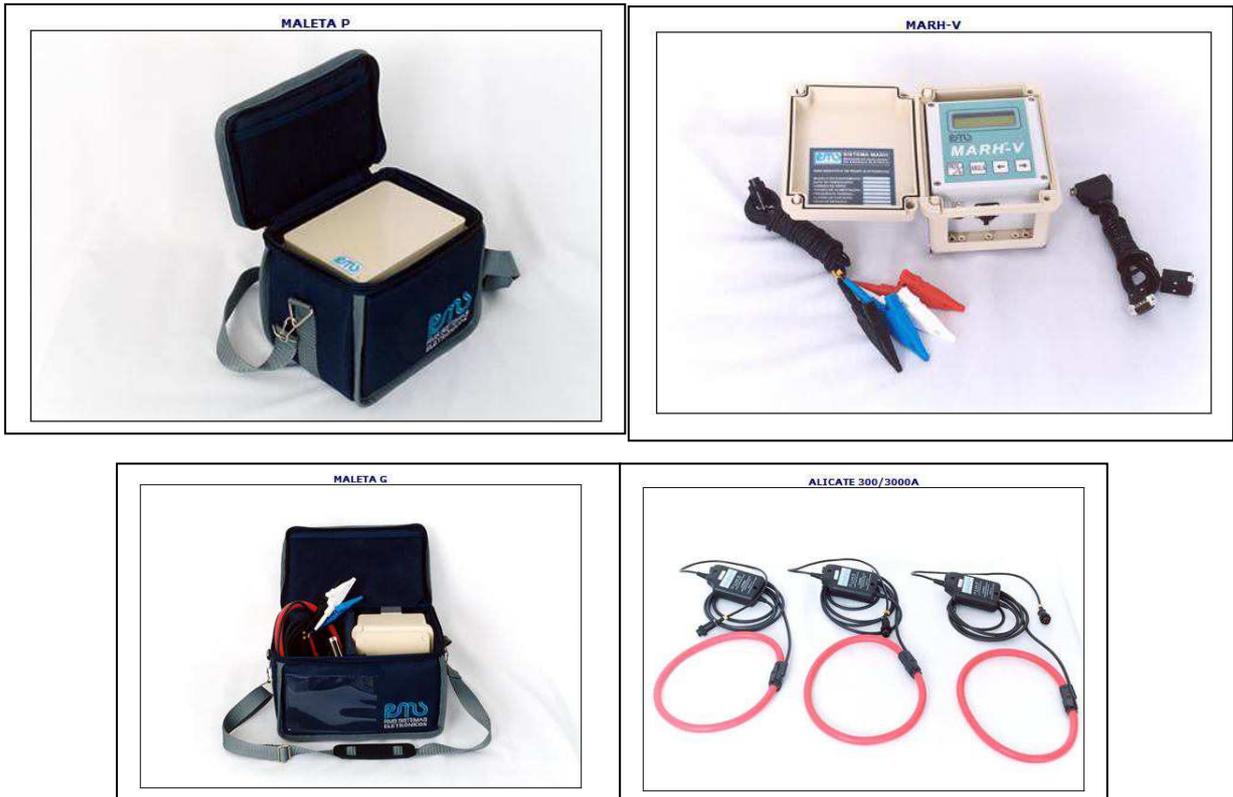


Figura 3.4 - Medidores de Tensão - Marca RMS - Modelos (Marh V - Marh VI) - Software: Anawin



Figura 3.5 - Medidor de tensão - Marca EMBRASUL



Figura 3.6 - Equipamentos para medição na média tensão

Também no sentido de ilustrar este texto, as Figuras 3.7 e 3.8 mostram a sequência de instalação dos instrumentos para o monitoramento na Média Tensão.



Figura 3.7 - Preparação do aterramento e instalação das garras.



Figura 3.8 - Equipamentos de Média Tensão já instalados

Apesar de a instalação ser mais fácil e rápida, o monitoramento em BT tem uma maior demanda em relação às medições em MT, ocupando, portanto, a maior parte dos recursos necessários durante uma campanha amostral. A Figura 3.9 ilustra a instalação do monitoramento da tensão no secundário de um transformador.



Figura 3.9 - Equipamento instalado na Baixa Tensão

Uma vez concluídas as medições amostrais, os relatórios contendo os índices de *DRP* e *DRC* apurados e os pedidos de serviços necessários para adequação das não conformidades identificadas na rede são enviados aos departamentos regionais.

Para os casos em que houver transgressão dos índices *DRP* ou *DRC*, os departamentos regionais irão priorizar a execução das adequações necessárias, executando na sequência as medições de 2ª leitura. Todos os dados são enviados em arquivo eletrônico para a equipe central responsável em transmitir os mesmos para a ANEEL.

Ao final dos trimestres, um resumo de todas as medições realizadas, bem como toda a massa de dados gerada para cada medição, é transmitido à ANEEL através do “Duto” de comunicação entre as partes.

3.2.5 Recolhimento e Análise dos Dados

Após a instalação de toda instrumentação para uma monitoração de 168 h, conforme já descrito anteriormente, os dados são descarregados através de um computador portátil. Toda a análise de valores e apresentação gráfica é realizada através do software ANAWIN, fornecido pelo próprio fornecedor do equipamento de medição da RMS. A Figura 3.10 ilustra uma das telas do software ANAWIN.

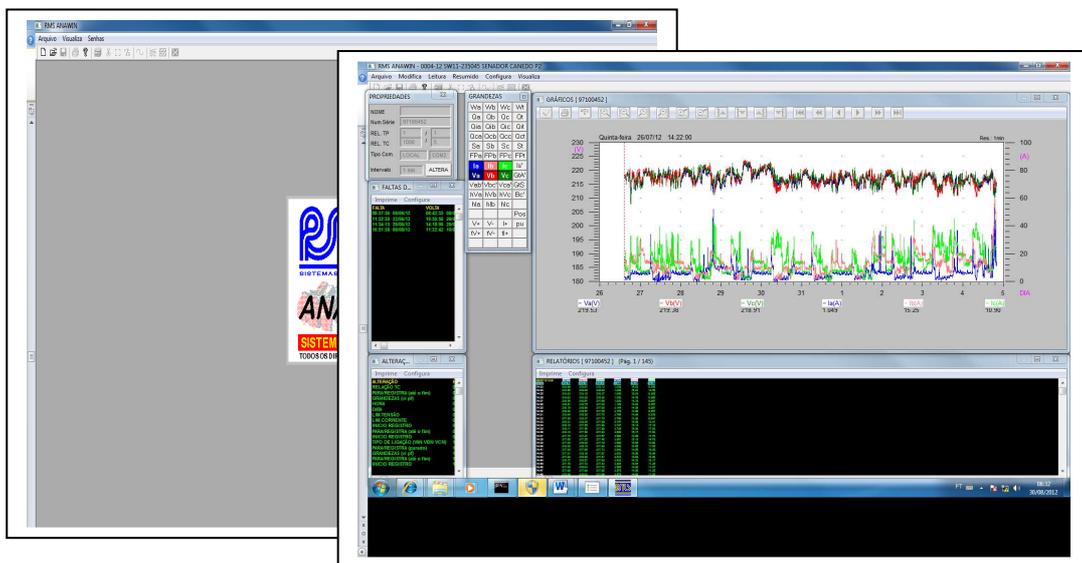


Figura 3.10 - Tela de visualização do software ANAWIN

Através do analisador ANAWIN, torna-se possível verificar as diversas grandezas elétricas colhidas no ponto de monitoramento. Além dos indicadores *DRP* e *DRC* (principais informações), também é possível observar o comportamento da tensão, da corrente, da potência ativa e reativa, do fator de carga, das distorções harmônicas durante todo o período de medição.

Visando uma melhor ilustração dos dados de leitura, alguns exemplos de unidades consumidoras da CELG D são apresentados a seguir. A identificação dos locais monitorados são dados preservados, o que é uma política da empresa.

A Figura 3.11 mostra um relatório de monitoramento do nível de tensão em uma determinada unidade consumidora, a qual havia protocolado uma reclamação de nível de tensão na CELG D. Já a Figura 3.12 ilustra o comportamento das tensões.

Período: 15:00:00 20/12/2011 TER a 19:50:00 27/12/2011 TER			
Tensão Nominal: 220.00V Tensão Zero: <= 110.00V (Intervalo: 10 min, origem: 1 min, 12 Ciclos)			
Faixa Adequada: 201.00V <= Tensão <= 231.00V			
Faixa(s) Precária(s): 189.00V <= Tensão < 201.00V ; 231.00V < Tensão <= 233.00V			
Faixas Críticas: < 189.00V ou > 233.00V			
Leituras = 1037		Va	Vb
Leituras Zero	(0)	0.00%	(0)
Faltas de Energia	(25)	2.41%	(25)
Excluídas	(4)	0.39%	(4)
LEITURAS VALIDAS	(1008)	97.20%	(1008)
Adequadas	(1008)	100%	(1008)
Precária Inferior	(0)	0.00%	(0)
Precária Superior	(0)	0.00%	(0)
Precária Total - DRP	(0)	0.00%	(0)
Crítica Inferior	(0)	0.00%	(0)
Crítica Superior	(0)	0.00%	(0)
Crítica Total - DRC	(0)	0.00%	(0)
Tensão Média (V)		215.29	213.37
Tensão Máxima (V)		222.50	220.44
Tensão Mínima (V)		207.64	204.96
Consumo (kWh)		0.00	0.00
Inclui: Sábados Domingos Feriados		Não Inclui: VMT	

Figura 3.11 - Relatório de DRP e DRC, sem transgressão;

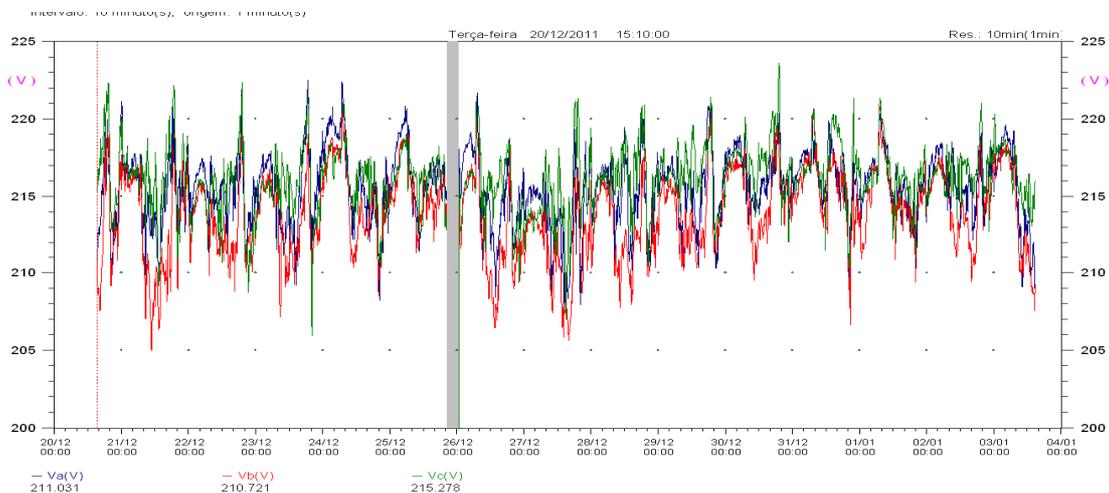


Figura 3.12 - Gráfico de comportamento das tensões;

Analisando os dados anteriores, foi comprovado que as tensão ora reclamadas pelo consumidor estavam dentro da faixa considerada como adequada, de 201 V à 231 V, conforme PRODIST. A inspeção técnica, neste caso, evidenciou que o problema relacionado ao nível de tensão reclamado, estava relacionado à deficiência nas instalações internas da unidade consumidora, ou seja, de responsabilidade exclusiva do próprio cliente.

Porém, existem casos em que realmente a tensão se apresenta fora da faixa adequada em determinados momentos. O exemplo a seguir, ilustrados pelas Figuras 3.13 e 3.14, mostram valores de *DRP* e *DRC* diferentes de zero.

```

RMS (97100445, 00.00): 0393-12 AP11-085124 (SOLICITADA) AP DE GOIÂNIA P1
Período: 11:00:00 18/10/2012 QUI a 11:00:00 25/10/2012 QUI
Tensão Nominal: 220.00V Tensão Zero: <= 110.00V (Intervalo: 10 min, origem: 1 min, 12 Ciclos)
Faixa Adequada: 201.00V =< Tensão <= 231.00V
Faixa(s) Precária(s): 189.00V =< Tensão < 201.00V ; 231.00V < Tensão <= 233.00V
Faixas Críticas: < 189.00V ou > 233.00V

Leituras = 1008
Leituras Zero (0) 0.00% Va (0) 0.00% Vb (0) 0.00% Vc (0) 0.00%
Faltas de Energia (0) 0.00% (0) 0.00% (0) 0.00%
Excluídas (0) 0.00% (0) 0.00% (0) 0.00%
LEITURAS VÁLIDAS (1008) 100% (1008) 100% (1008) 100%
Adequadas (958) 95.04% (879) 87.20% (756) 75.00%
Precária Inferior (26) 2.58% (78) 7.74% (149) 14.78%
Precária Superior (13) 1.29% (16) 1.59% (9) 0.89%
Precária Total - DRP (39) 3.87% (94) 9.33% (158) 15.67%
Crítica Inferior (0) 0.00% (24) 2.38% (88) 8.73%
Crítica Superior (11) 1.09% (11) 1.09% (6) 0.60%
Crítica Total - DRC (11) 1.09% (35) 3.47% (94) 9.33%
Tensão Média (V) 219.42 216.67 212.17
Tensão Máxima (V) 235.51 234.53 234.48
Tensão Mínima (V) 193.46 182.33 173.86
Consumo (kWh) 582.42 633.66 260.58
Inclui: Sábados Domingos Feriados VMT

```

Figura 3.13 - Relatório de DRP e DRC, com transgressão;

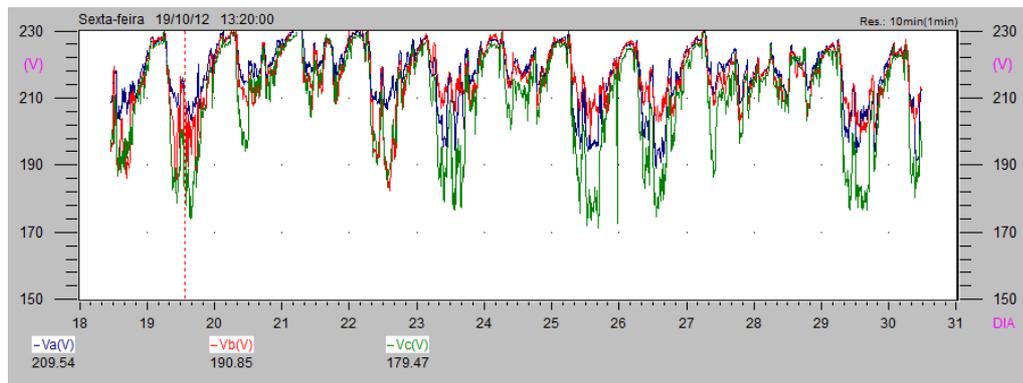


Figura 3.14 - Gráfico de comportamento das tensões;

Quando é identificado um resultado como o da figura anterior, ou seja, com transgressão dos índices de tensão (*DRP* e/ou *DRC*), a distribuidora de energia adota os procedimentos descritos no item 3.2.3.

3.2.6 Documentação Gerada (para ANEEL, para o Consumidor;

De forma prática, a CELG D possui dois documentos de comunicação por escrito entregue ao reclamante do nível de tensão. Um deles é o Relatório de Inspeção Técnica – RIT e o outro é Laudo de Análise de Medição – LAM.

O Relatório de Inspeção Técnica – RIT é gerado no momento da primeira vistoria técnica, atendendo as características da curva de carga e do dia em que o problema foi verificado pelo consumidor, inclusive horário. Concluída a inspeção, o RIT é preenchido e disponibilizado ao reclamante, seja em mãos ou através do correio. A Figura 3.15 ilustra este formulário.

Quando constatada na Inspeção Técnica que a reclamação de nível de tensão é procedente ou, mesmo sendo improcedente, o consumidor exige medição de 168 horas, a forma de comunicação passa a ser através Laudo de Análise de Medição – LAM, conforme modelo ilustrado na Figura 3.16.

CELG RIT - Relatório de Inspeção Técnica		Data: ____/____/____	PROT CBill: _____										
			SS AMVT: _____										
Após inspeção técnica referente à reclamação de nível de tensão, verificamos que sua reclamação é:	<input type="checkbox"/> PROCEDENTE <input type="checkbox"/> IMPROCEDENTE (ver observação 1)												
Houve intervenção na rede?	<input type="checkbox"/> SIM - (serviço executado): _____ <input type="checkbox"/> NÃO												
A tensão voltou para a faixa adequada? (válida apenas quando a resposta anterior for positiva)	<input type="checkbox"/> SIM (ver observação 1) <input type="checkbox"/> NÃO (ver observação 2)												
MEDIÇÕES INSTANTÂNEAS – ANTES DA INTERVENÇÃO													
1ª Leitura - Horário : ____:____:____	2ª Leitura - Horário : ____:____:____												
Valor medido: V _{AN} : ____ V V _{BN} : ____ V V _{CN} : ____ V V _{AB} : ____ V V _{BC} : ____ V V _{CA} : ____ V	Valor medido: V _{AN} : ____ V V _{BN} : ____ V V _{CN} : ____ V V _{AB} : ____ V V _{BC} : ____ V V _{CA} : ____ V												
MEDIÇÕES INSTANTÂNEAS – APÓS A INTERVENÇÃO													
1ª Leitura - Horário : ____:____:____	2ª Leitura - Horário : ____:____:____												
Valor medido: V _{AN} : ____ V V _{BN} : ____ V V _{CN} : ____ V V _{AB} : ____ V V _{BC} : ____ V V _{CA} : ____ V	Valor medido: V _{AN} : ____ V V _{BN} : ____ V V _{CN} : ____ V V _{AB} : ____ V V _{BC} : ____ V V _{CA} : ____ V												
<small>Conforme item 2.12.1, alíneas B e E do Módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - ANEEL</small>													
Observação 1													
<p>O cliente tem o direito de solicitar a instalação de equipamento de medição gráfica de tensão pelo período de 168 horas (7 dias), caso discorde dos resultados das medições instantâneas. A solicitação pode ser feita através dos canais de atendimento da CELG D, informando o n° do protocolo da reclamação inicial, contida neste relatório.</p> <p>Informamos ainda que, se a medição gráfica de tensão pelo período de 168 horas registrar valores de tensão dentro dos limites estabelecidos na legislação (Tabela 2), será cobrado na próxima fatura o valor que consta na tabela abaixo (Tabela 1), conforme o tipo de unidade consumidora:</p>													
<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Monofásico Grupo "B"</th> <th>Bifásico Grupo "B"</th> <th>Trifásico Grupo "B"</th> <th>Grupo "A"</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Valores cobrados</td> <td>R\$4,96</td> <td>R\$8,27</td> <td>R\$9,93</td> <td>R\$55,19</td> </tr> </tbody> </table>				Tipo	Monofásico Grupo "B"	Bifásico Grupo "B"	Trifásico Grupo "B"	Grupo "A"	Valores cobrados	R\$4,96	R\$8,27	R\$9,93	R\$55,19
Tipo	Monofásico Grupo "B"	Bifásico Grupo "B"	Trifásico Grupo "B"	Grupo "A"									
Valores cobrados	R\$4,96	R\$8,27	R\$9,93	R\$55,19									
<small>TABELA 1 – Valores Cobrados pela Medição Gráfica</small>													
<p>Após a solicitação de medição gráfica será enviado o resultado completo da medição gráfica de tensão pelo período de 168 horas (7 dias), em até 30 dias, contados da reclamação inicial.</p>													
<small>Conforme item 2.12.1, alínea C do Módulo 8 do PRODIST - ANEEL</small>													
Observação 2													
<p>Será instalado o equipamento de medição gráfica de tensão pelo período de 168 horas (7 dias) no ponto de conexão desta unidade consumidora. Serão informados, com até 48 horas de antecedência, a data e o horário da instalação para que Vossa Senhoria possa acompanhar a instalação do equipamento de medição gráfica. Após a medição gráfica, em um prazo de até 30 dias da reclamação inicial, será enviado o resultado completo da análise.</p>													
<small>Conforme item 2.12.1, alínea H do Módulo 8 do PRODIST - ANEEL</small>													
FAIXAS ADEQUADAS DE TENSÃO													
Tensão nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV	0,83 p.u. ≤ Tensão Nominal ≤ 1,06 p.u.												
Tensão nominal igual ou inferior a 1 KV (380/220)	Face-Neutro: 201 V a 231 V	Face-Face: 348 V a 396 V											
Tensão nominal igual ou inferior a 1 KV (440/220)	Face-Neutro: 201 V a 229 V	Face-Face: 402 V a 458 V											
<small>TABELA 2 – Faixas de Classificação de Tensão – Conforme PRODIST - Módulo 8 – Anexo I – ANEEL</small>													
<small>Central de atendimento ao cliente CELG D: 0800-62-0196 / Ouvidoria CELG D: 0800-62-1500 / ANEEL: 167</small>													
<small>(DESTACAR)</small>													
Nº DO MEDIDOR: _____	UNIDADE CONSUMIDORA: _____												
LEITURA DO MEDIDOR: _____	SAM1008 Nº: _____												
Nº DO POSTE: _____	FUNCIONÁRIO: _____ MATR.: _____												
Nº DO POSTE ANTERIOR: _____	SETOR: _____												
Nº DO POSTE POSTERIOR: _____	DATA: ____/____/____												
...Cliente solicita SAM 1008? <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não	...RIT entregue? <input type="checkbox"/> Em mãos <input type="checkbox"/> Caixa de Correio												
Cliente/Responsável: _____ RG/CPF: _____													
<small>CELG D - F110-00</small>													

Figura 3.15 - Relatório de Inspeção Técnica, modelo

	LAM – Laudo de Análise de Medição		Prot. CBILL: _____	
	INICIO: ____/____/____ as ____ h		U.C. Número: _____	
	FIM: ____/____/____ as ____ h		SAM 1008: _____	

Após realizar a análise de medição de nível de tensão, verificamos que sua reclamação é:	() PROCEDENTE () IMPROCEDENTE
Equipamento: Marca _____ Modelo _____ Número de Série _____	
Número de leituras válidas observadas no período: (____)	Fase da U.C.: () A () B () C
CONFORMIDADE DE TENSÃO ELÉTRICA:	
() Adequada (ver observação 1) () Precária (ver observação 2) () Crítica (ver observação 3)	TENSÃO DE REFERÊNCIA ____/____ Volts
VALOR MÍNIMO DA TENSÃO DE LEITURA	
VALOR MÁXIMO DA TENSÃO DE LEITURA	
V _{AN} : _____ V V _{BN} : _____ V V _{CN} : _____ V	V _{AN} : _____ V V _{BN} : _____ V V _{CN} : _____ V
FAIXAS ADEQUADAS DE TENSÃO	
Tensão nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV	0,93 p.u. ≤ Tensão Nominal ≤ 1,05 p.u.
Tensão nominal igual ou inferior a 1 KV (220/380) V	Fase-Neutro: 201V a 231V Fase-Fase: 348V a 386V
Tensão nominal igual ou inferior a 1 KV (220/440) V	Fase-Neutro: 201V a 229V Fase-Fase: 402V a 458V

TABELA 2 – Faixas de Classificação de Tensão – Conforme PRODIST - Módulo 8 – Anexo 1 - ANEEL

PADRÕES APURADOS (PA - %)				PADRÕES REFERENCIA (%)	
FASE	ADEQUADO	DRP	DRC	DRPm	DRCm
AN	%	%	%	PA ≤ 3,00%	PA ≤ 0,50%
BN	%	%	%	PA ≤ 3,00%	PA ≤ 0,50%
CN	%	%	%	PA ≤ 3,00%	PA ≤ 0,50%

Conforme item 2.11.1 e item 2.11.2 do Módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - ANEEL

Observação 1
Os níveis de tensão apresentados estão dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de acordo com o Prodlist – Procedimentos de Distribuição, Módulo 8.
<small>Conforme item 2.11 do Módulo 8 do PRODIST – ANEEL</small>

Observação 2
Os níveis de tensão apresentados estão transgredindo os padrões estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de acordo com o Prodlist – Procedimentos de Distribuição, Módulo 8. A distribuidora estará adotando providências para regularizar a tensão de atendimento, no prazo máximo de 90 (noventa) dias. Após a execução destas atividades, será instalada nova medição para confirmação dos resultados esperados obedecendo ao mesmo período de observação (168 horas consecutivas – 7 dias).
<small>Conforme item 2.12.2.1 e 2.12.2.4 do Módulo 8 do PRODIST – ANEEL</small>

Observação 3
Os níveis de tensão apresentados estão transgredindo os padrões estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de acordo com o Prodlist – Procedimentos de Distribuição, Módulo 8. A distribuidora estará adotando providências para regularizar a tensão de atendimento, no prazo máximo de 15 (quinze) dias. Após a execução destas atividades, será instalada nova medição para confirmação dos resultados esperados obedecendo ao mesmo período de observação (168 horas consecutivas – 7 dias).
<small>Conforme item 2.12.2.2 e 2.12.2.4 do Módulo 8 do PRODIST – ANEEL</small>

Nota:
Caso consumidor desejar maiores informações ou relatório detalhado da medição, entrar em contato pelos telefones _____ ou _____ ou através do e-mail: _____

Técnico Responsável: _____ MATRICULA: _____ Data: ____/____/____

Cliente/Responsável: _____ RG/CPF: _____

Figura 3.16 - Laudo de Análise de Medição, modelo

Com relação a ANEEL, a forma de comunicação padrão é através do “Duto”, onde a distribuidora carrega os arquivos eletrônicos com memória de massa das leituras, assim como a relação das medições amostrais. A Figura 3.17 apresenta parte das amostras medidas em

uma determinada medição. A identificação dos pontos de monitoramento foram retiradas da Tabela por questão de sigilo.

CELG COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS		DT-SAE - RELAÇÃO DAS MEDIÇÕES REALIZADAS NO 4º TRIMESTRE DE 2011 EM FUNÇÃO DO MÓDULO 8 DO PRODIST											
ÍTEM	MEDIÇÃO	NOME	CONTA	FASE	MEDIDOR	P. S.	POSTO	MUNICÍPIO	MÍNIMO (V)	MÁXIMO (V)	Adequada	DRP	
1	892	11 xxx-1	!!!-1	A	M-1	NADA A FAZER	AP11029475	APARECIDA DE GOIANIA	202,69	222,74	100,00%	0,00%	
2	893	11 xxx-2	!!!-2	C	M-2	NADA A FAZER	AP11170360	APARECIDA DE GOIANIA	209,08	227,83	100,00%	0,00%	
3	895	11 xxx-3	!!!-3	B	M-3	11.1035-2	AP11140805	APARECIDA DE GOIANIA	218,04	231,37	98,21%	1,79%	
4	896	11 xxx-4	!!!-4	B	M-4	NADA A FAZER	AP11169475	APARECIDA DE GOIANIA	209,05	221,12	100,00%	0,00%	
5	897	11 xxx-5	!!!-5	C	M-5	11.1129-7	AP11072159	APARECIDA DE GOIANIA	200,60	216,39	99,90%	0,10%	
6	898	11 xxx-6	!!!-6	A	M-6	NADA A FAZER	AP21004920	APARECIDA DE GOIANIA	212,75	226,39	100,00%	0,00%	
7	899	11 xxx-7	!!!-7	C	M-7	11.1104-9	AP11169176	APARECIDA DE GOIANIA	211,51	229,08	100,00%	0,00%	
8	900	11 xxx-8	!!!-8	ABC	M-8	NADA A FAZER	AP11164447	APARECIDA DE GOIANIA	208,03	225,70	100,00%	0,00%	
9	901	11 xxx-9	!!!-9	C	M-9	NADA A FAZER	AP11003035	APARECIDA DE GOIANIA	207,32	228,00	100,00%	0,00%	
10	902	11 xxx-10	!!!-10	A	M-10	11.1036-3	AP11160856	APARECIDA DE GOIANIA	210,72	221,31	100,00%	0,00%	
11	903	11 xxx-11	!!!-11	A	M-11	11.1126-4	AP11141231	APARECIDA DE GOIANIA	212,41	228,74	100,00%	0,00%	
12	904	11 xxx-12	!!!-12	ABC	M-12	NADA A FAZER	AP11203368	APARECIDA DE GOIANIA	207,33	227,80	100,00%	0,00%	
13	905	11 xxx-13	!!!-13	B	M-13	NADA A FAZER	AP11060532	APARECIDA DE GOIANIA	214,40	225,52	100,00%	0,00%	
14	906	11 xxx-14	!!!-14	A	M-14	NADA A FAZER	AP11156894	APARECIDA DE GOIANIA	201,75	222,31	100,00%	0,00%	
15	907	11 xxx-15	!!!-15	C	M-15	NADA A FAZER	AP11021071	APARECIDA DE GOIANIA	211,76	226,57	100,00%	0,00%	
16	908	11 xxx-16	!!!-16	A	M-16	11.1037-4	AP11128089	APARECIDA DE GOIANIA	212,20	222,84	100,00%	0,00%	
17	909	11 xxx-17	!!!-17	A	M-17	11.1133-3	AP11003007	APARECIDA DE GOIANIA	204,38	225,57	100,00%	0,00%	
18	910	11 xxx-18	!!!-18	C	M-18	NADA A FAZER	AP11162424	APARECIDA DE GOIANIA	210,15	221,19	100,00%	0,00%	
19	911	11 xxx-19	!!!-19	B	M-19	NADA A FAZER	AP11161518	APARECIDA DE GOIANIA	204,00	228,71	100,00%	0,00%	
20	912	11 xxx-20	!!!-20	A	M-20	NADA A FAZER	AP11166691	APARECIDA DE GOIANIA	203,52	219,03	100,00%	0,00%	
21	913	11 xxx-21	!!!-21	B	M-21	11.1038-6	AV11191048	AVELINOPOLIS	206,26	220,67	100,00%	0,00%	
22	914	11 xxx-22	!!!-22	C	M-22	11.1099-7	GN11150222	GOIANIA	206,66	225,31	100,00%	0,00%	
23	915	11 xxx-23	!!!-23	B	M-23	11.1096-4	GN11000920	GOIANIA	213,78	227,95	100,00%	0,00%	
24	916	11 xxx-24	!!!-24	A	M-24	11.1087-3	GN11043868	GOIANIA	212,44	230,65	100,00%	0,00%	
25	917	11 xxx-25	!!!-25	B	M-25	11.1085-1	GN11189313	GOIANIA	206,45	224,76	100,00%	0,00%	
26	918	11 xxx-26	!!!-26	ABC	M-26	11.1039-6	GN11000056	GOIANIA	209,82	232,40	97,82%	2,18%	

Figura 3.17 - Exemplo de dados enviados para ANEEL

3.3 Exemplo Completo de uma Campanha de Medição

Conforme relatado anteriormente, a ANEEL sorteia a cada trimestre um conjunto com 297 unidades consumidoras, considerando a margem de segurança da amostragem, de modo que a CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. possa efetuar as medições. Do conjunto amostral, a distribuidora deve enviar um relatório de resposta com pelo menos 270 unidades consumidoras com medições ou leituras válidas, conforme requisitos estabelecidos no PRODIST.

Para exemplificar o trabalho de realização de uma campanha amostral, serão usados os dados referentes ao 4º trimestre de 2011. Tudo inicia-se com a disponibilização, no Duto da ANEEL, do conjunto de amostras, ou seja, as 297 unidades consumidoras da CELG D. O modelo do arquivo disponibilizado está ilustrado na Figura 3.18.

```

x----- Sistema: INDICADORES DE QUALIDADE -----x
  Data/Hora: 04/08/2011 10:43:23
  Nome do arquivo analisado: APLTIQ6072EXTRATORAMOSTRA_04082011_s42.xml

  Itens de Validacao:

  Acesso ao arquivo.....(Executado)
  Validacao do nome do arquivo.....(Executado)
  Leitura dos dados do arquivo.....(Executado)
  Validacao dos dados do cabeçalho.....(Executado)
  Validacao da estrutura de dados.....(Executado)

  Segue abaixo os dados das Amostras do Concessionario: 6072 - Ano: 2011 - Trimestre: 4

  Codigo da Unidade: 000000640131724 - Conjunto: URUAÇU URBANO - UF: GO
  Codigo da Unidade: 000010002512864 - Conjunto: JARAGUA URBANO - UF: GO
  Codigo da Unidade: 000000070094937 - Conjunto: JARAGUA URBANO - UF: GO
  .
  .
  Codigo da Unidade: 000002960174672 - Conjunto: PLANALTIMA URBANO - UF: GO
  Codigo da Unidade: 000000210019268 - Conjunto: PONTALINA URBANO - UF: GO
  Codigo da Unidade: 000001250020454 - Conjunto: BOM JESUS DE GOIÁS URBANO - UF: GO

  Codigo da Unidade: 000000710012093 - Conjunto: TRINDADE REGIAO - UF: GO

  Total de Unidades: 297

  Persistência de dados.....(Executado)

  Data/Hora: 04/08/2011 10:43:23
  Acesse http://concessionarios.aneel.gov.br/ e faça o download do 'Manual de instruções
  para uso do sistema INDQUAL'.

x----- Fim do Arquivo de LOG -----x

```

Figura 3.18 - Visualização simplificada do arquivo disponibilizado pela ANEEL - 4º trimestre de 2011

Conhecido os pontos onde serão realizadas as medições amostrais, parte-se para os procedimentos de planejamento e execução, conforme já descrito em itens anteriores neste capítulo, ou seja, preparação da rota de serviço, reserva dos recursos humanos e técnicos (equipamentos) e plano geral para atender o calendário estabelecido.

Realizada a campanha de medição, será então disponibilizado um arquivo com a relação de diversos dados, conforme ilustra a Figura 3.19.

CELG		DT-SAE - RELAÇÃO DAS MEDIÇÕES REALIZADAS NO 4º TRIMESTRE DE 2011 EM FUNÇÃO DO MÓDULO 8 DO PRODIST										
ITEM	MEDIÇÃO	NOME	CONTA	FASE	MEDIDOR	P.S.	POSTO	MUNICÍPIO	MÍNIMO (V)	MÁXIMO (V)	Adequada	DRP
1	892	11 xxx-1	!!!-1	A	M-1	NADA A FAZER	AP11029475	APARECIDA DE GOIANIA	202,69	222,74	100,00%	0,00%
2	893	11 xxx-2	!!!-2	C	M-2	NADA A FAZER	AP11170360	APARECIDA DE GOIANIA	209,08	227,83	100,00%	0,00%
3	895	11 xxx-3	!!!-3	B	M-3	11.1035-2	AP11140805	APARECIDA DE GOIANIA	218,04	231,37	98,21%	1,79%
4	896	11 xxx-4	!!!-4	B	M-4	NADA A FAZER	AP11169475	APARECIDA DE GOIANIA	209,05	221,12	100,00%	0,00%
5	897	11 xxx-5	!!!-5	C	M-5	11.1129-7	AP11072159	APARECIDA DE GOIANIA	200,60	216,39	99,90%	0,10%
6	898	11 xxx-6	!!!-6	A	M-6	NADA A FAZER	AP21004920	APARECIDA DE GOIANIA	212,75	226,39	100,00%	0,00%
7	899	11 xxx-7	!!!-7	C	M-7	11.1104-9	AP11169176	APARECIDA DE GOIANIA	211,51	229,08	100,00%	0,00%
8	900	11 xxx-8	!!!-8	ABC	M-8	NADA A FAZER	AP11164447	APARECIDA DE GOIANIA	208,03	225,70	100,00%	0,00%
9	901	11 xxx-9	!!!-9	C	M-9	NADA A FAZER	AP11003035	APARECIDA DE GOIANIA	207,32	228,00	100,00%	0,00%
10	902	11 xxx-10	!!!-10	A	M-10	11.1036-3	AP11160856	APARECIDA DE GOIANIA	210,72	221,31	100,00%	0,00%
11	903	11 xxx-11	!!!-11	A	M-11	11.1126-4	AP11141231	APARECIDA DE GOIANIA	212,41	228,74	100,00%	0,00%
12	904	11 xxx-12	!!!-12	ABC	M-12	NADA A FAZER	AP11203368	APARECIDA DE GOIANIA	207,33	227,80	100,00%	0,00%
13	905	11 xxx-13	!!!-13	B	M-13	NADA A FAZER	AP11060532	APARECIDA DE GOIANIA	214,40	225,52	100,00%	0,00%
14	906	11 xxx-14	!!!-14	A	M-14	NADA A FAZER	AP11156894	APARECIDA DE GOIANIA	201,75	222,31	100,00%	0,00%
15	907	11 xxx-15	!!!-15	C	M-15	NADA A FAZER	AP11021071	APARECIDA DE GOIANIA	211,76	226,57	100,00%	0,00%
16	908	11 xxx-16	!!!-16	A	M-16	11.1037-4	AP11128089	APARECIDA DE GOIANIA	212,20	222,84	100,00%	0,00%
17	909	11 xxx-17	!!!-17	A	M-17	11.1133-3	AP11003007	APARECIDA DE GOIANIA	204,38	225,57	100,00%	0,00%
18	910	11 xxx-18	!!!-18	C	M-18	NADA A FAZER	AP11162424	APARECIDA DE GOIANIA	210,15	221,19	100,00%	0,00%
19	911	11 xxx-19	!!!-19	B	M-19	NADA A FAZER	AP11161518	APARECIDA DE GOIANIA	204,00	228,71	100,00%	0,00%
20	912	11 xxx-20	!!!-20	A	M-20	NADA A FAZER	AP11166691	APARECIDA DE GOIANIA	203,52	219,03	100,00%	0,00%
21	913	11 xxx-21	!!!-21	B	M-21	11.1038-5	AV11191048	AVELINOPOLIS	206,26	220,67	100,00%	0,00%
22	914	11 xxx-22	!!!-22	C	M-22	11.1099-7	GN11150222	GOIANIA	206,66	225,31	100,00%	0,00%
23	915	11 xxx-23	!!!-23	B	M-23	11.1096-4	GN11000920	GOIANIA	213,78	227,95	100,00%	0,00%
24	916	11 xxx-24	!!!-24	A	M-24	11.1087-3	GN11043868	GOIANIA	212,44	230,65	100,00%	0,00%
25	917	11 xxx-25	!!!-25	B	M-25	11.1085-1	GN11189313	GOIANIA	206,45	224,76	100,00%	0,00%
26	918	11 xxx-26	!!!-26	ABC	M-26	11.1039-6	GN11000056	GOIANIA	209,82	232,40	97,82%	2,18%

Figura 3.19 - Visualização simplificada das medições do 4º Trimestre

De forma resumida, dentre as 297 amostras do 4º trimestre de 2011, 284 estavam com tensão dentro da faixa considerada adequada, conforme PRODIST, 2 apresentaram transgressão de tensão (*DRP* e/ou *DRC*) e 11 não puderam ser aproveitadas porque tiveram medição inválida, seja por defeito no medidor, falta das 1008 leituras válidas ou unidade consumidora desativa ou desligada (sem consumo no período de medição). A Tabela 3.4 retrata o balanço final da campanha citada, sendo a Figura 3.20 a forma visual dos resultados encontrados.

Tabela 3.4 – Balanço das leituras do 4º trimestre de 2011

Balanço do 4º Trimestre de 2011		
Classificação	Quantidade	Porcentagem (%)
Adequada - $DRP = 0\%$ e $DRC = 0\%$	224	75,4%
Adequada - ($0\% < DRP \leq 3\%$) e ($0\% < DRC \leq 0,5\%$)	60	20,2%
Transgressão (<i>DRP</i> ou <i>DRC</i>)	2	0,7%
Leitura inválida ou inativa:	11	3,7%
Total	297	100,0%

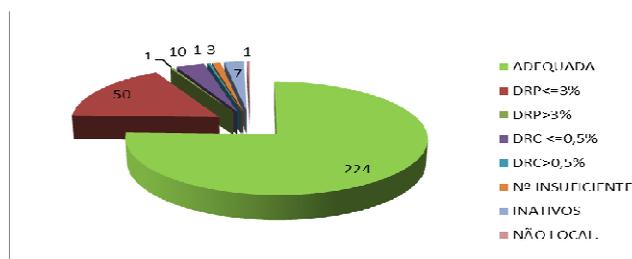


Figura 3.20 - Visualização gráfica do resultado

Para fim, cabe mencionar que na relação dos resultados apurados, referente ao 4º trimestre de 2011, foram gerados 130 pedidos de serviços (PS), ou seja, solicitação de melhorias na rede de distribuição, embora apenas 2 unidades consumidoras tenham apresentado transgressão nos limites de *DRP* ou *DRC* (> 3% e 0,5% respectivamente). Este elevado número de PS tem como objetivo a correção de anomalias que possam resultar futuras transgressões dos níveis adequados de tensão, pois, conforme foi mostrado na Tabela 3.4, 60 medições já apresentaram índices de *DRP* e *DRC* maior que zero, merecendo maior atenção da distribuidora.

3.4 Estimativa de Custos de uma Campanha de Medição

Com objetivo de estimar o custo de realização de uma campanha amostral, utilizou-se como base a média dos dados registrados na realização das 4 campanhas amostrais de 2011. Cabe mencionar que as equipes que realizam as amostras estão centralizadas na sede da empresa em Goiânia e que devem ser considerados como custos as despesas com diárias, transporte, horas-extras e salário (base, periculosidade e encargos).

Os gráficos das Figuras 3.21 a 3.23 servem como base para o cálculo do custo total. A Figura 3.21 mostra as despesas variáveis registradas com diárias, veículos e horas-extras durante as 4 campanhas amostrais de 2011. A Figura 3.22 são as horas de deslocamento e de trabalho em campo, sendo que a Figura 3.23 mostra a média das horas trabalhadas.

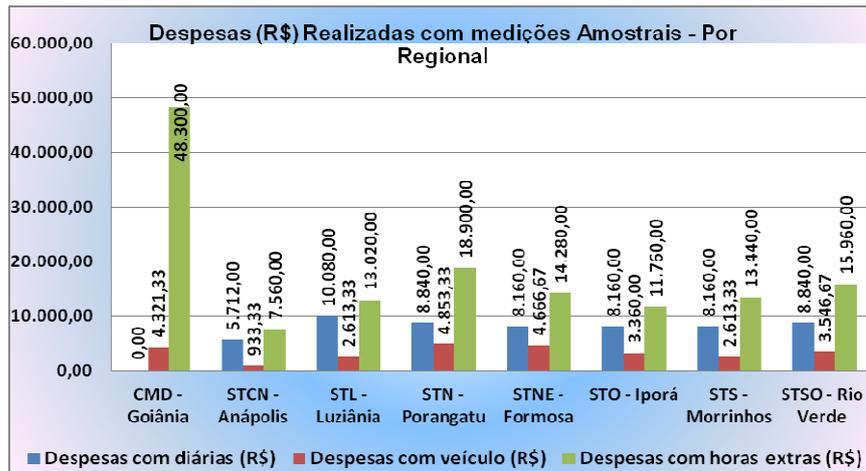


Figura 3.21 - Despesas variáveis com campanhas amostrais - 2011

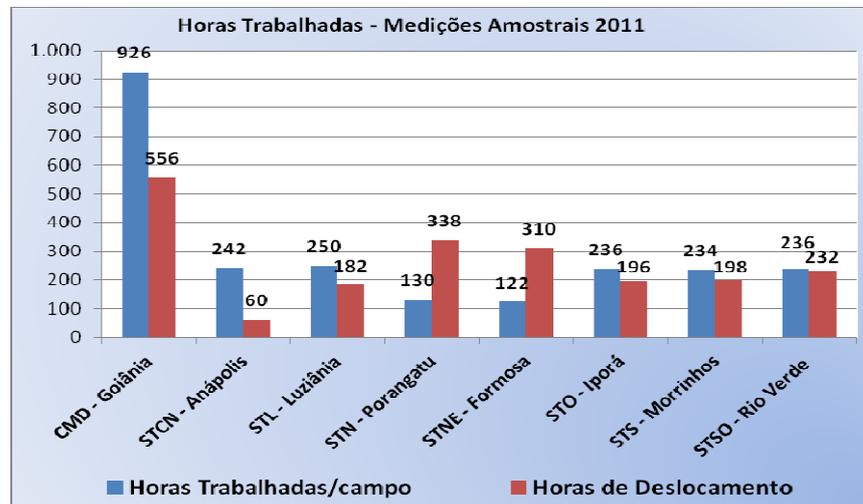


Figura 3.22 - Total de horas de campo - campanhas amostrais - 2011

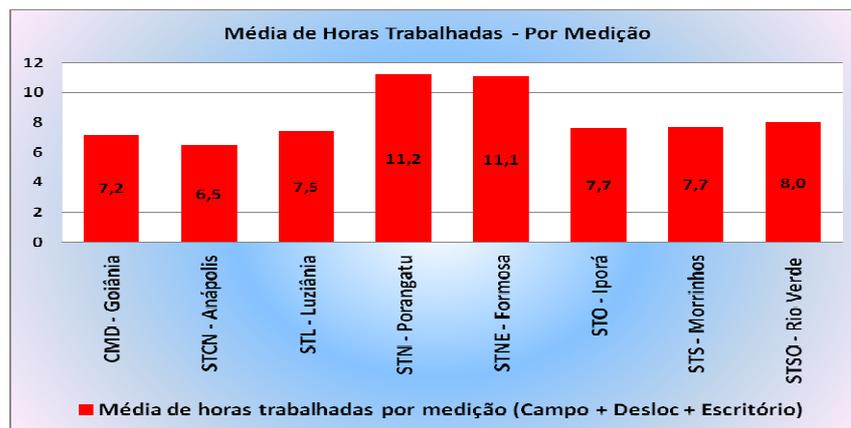


Figura 3.23 - Média das horas trabalhadas - por medição

Com base nos dados anteriores torna-se possível calcular a média de horas trabalhada no campo e no escritório por medição amostral. Para o tempo em campo é considerado: deslocamento, inspeção da rede, instalação e retirada dos equipamentos de medição. Para o

escritório, é computado o tempo de: organização das rotas, preparo dos medidores, análise da memória de massa das leituras, abertura dos pedidos de serviços pertinentes e elaboração dos relatórios para ANEEL, resultando na Tabela 3.6.

Tabela 3.5 - Média de horas por medição amostral

Natureza	Média de horas - por medição amostral							
	Metropolitana	Centro-Norte	Leste	Norte	Nordeste	Oeste	Sul	Sudoeste
Em campo	3,2	2,6	3,6	3,7	6,6	7,1	3,7	4,0
No escritório	4,0	3,9	3,9	7,5	4,5	3,9	4,0	4,0
Total:	7,2	6,5	7,5	11,2	11,1	11,0	7,7	8,0

Na sequência de cálculo deve-se acrescentar o custo direto com mão de obra envolvida em todo o processo. Considera-se a dupla composta por electricista e eletrotécnico para realizar os serviços de campo e apenas eletrotécnico para os serviços de escritório. Com base na média salarial referente a 2011, contemplando os encargos, periculosidade e adicionais na folha de pagamento, pode-se obter os seguintes valores médios por função (Tabela 3.7).

Informamos que foram computadas todas as horas produzidas pelas equipes envolvidas nas medições amostrais. Assim, para cada região são dimensionadas as equipes necessárias para cumprir o cronograma de campo e escritório.

Tabela 3.6 - Remuneração base por função

Remuneração média (R\$)		
Função	Mensal	R\$/Hora
Electricista	R\$ 5.870,00	R\$ 33,35
Eletrotécnico	R\$ 8.410,00	R\$ 47,78

Dessa forma, estima-se que o custo para realizar cada campanha amostral na CELG D fica em torno de R\$ 660 mil, conforme Tabela 3.8. Portanto, considerando que devem ser realizadas 4 campanhas amostrais por ano, o custo anual supera R\$ 2,6 milhões.

Tabela 3.7 - Custo médio por campanha amostral

Natureza do custo	Custo médio por campanha amostral - R\$								
	Metropolitana	Centro-Norte	Leste	Norte	Nordeste	Oeste	Sul	Sudoeste	Total:
Salário Campo (R\$)	120.244,09	24.503,18	35.050,91	37.971,82	35.050,91	35.050,91	35.050,91	37.971,82	360.894,55
Salário Escritório (R\$)	88.477,02	22.219,60	22.721,34	44.534,77	13.833,49	11.420,40	22.405,96	22.745,23	248.357,81
Diárias	0,00	1.428,00	2.520,00	2.210,00	2.040,00	2.040,00	2.040,00	2.210,00	14.488,00
Horas-Extras	12.075,00	1.890,00	3.255,00	4.725,00	3.570,00	2.940,00	3.360,00	3.990,00	35.805,00
Veículo	1.080,33	233,33	653,33	1.213,33	1.166,67	840,00	653,33	886,67	6.727,00
Total	221.876,45	50.274,12	64.200,58	90.654,92	55.661,07	52.291,31	63.510,20	67.803,71	666.272,36

3.5 Considerações Finais

Conforme observado nesse capítulo, as distribuidoras estão sendo cada vez mais demandadas sobre qualidade de tensão, seja pelo agente regulador nas campanhas amostrais ou pelo próprio cliente insatisfeito.

A regulamentação do setor elétrico, módulo nº 8 do PRODIST, estabelece uma séria de requisitos e procedimentos que as distribuidoras de energia devem atender. Estes, exigem correspondência ágil das empresas frente às compensações financeiras que estão expostas.

Para realizar uma medição de tensão atendendo aos requisitos do regulador e, considerando ainda a existência de várias etapas no processo de medição de tensão, cada qual com prazo limite e procedimento de execução, as distribuidoras devem possuir uma estrutura considerável de pessoal e de equipamentos para atender a demanda dos clientes e da própria ANEEL. Tudo isso resulta em custos que as empresas devem gerenciar e criar meios de minimizá-los. Ficou aqui demonstrado que o custo para realizar as campanhas amostrais pode superar R\$ 2,6 milhões por ano para uma distribuidora no porte da CELG D.

Capítulo 4

O Sistema de Gestão como Banco de Dados

4.1 Considerações Iniciais

Conforme mostrado no capítulo anterior, a tarefa que uma companhia de energia elétrica tem para manter a qualidade da tensão ao consumidor é bastante complexa, demandando grande esforço e custo financeiro. As reclamações de nível de tensão demandadas pelos consumidores também representam custo elevado para as distribuidoras, além da exposição à compensação por transgressão de tensão e do custo para realizar as medições. Além do que, fornecer tensão fora da faixa considerada adequada pela ANEEL gera outros prejuízos, tais como: baixo Índice de Satisfação Geral (ISG, da ANEEL), aumento do ressarcimento por danos elétricos e redução da energia vendida.

Pensando nestas questões, nasceu à ideia de desenvolver uma ferramenta computacional que pudesse agilizar a identificação dos pontos aonde ocorrem ou podem ocorrer tensões não conformes. A ferramenta computacional deve modelar toda ou ao menos parte da rede de distribuição para ser simulada. Após a modelagem, de forma abrangente, a mesma deve ser simulada gerando relatórios estatísticos das transgressões dos níveis de tensão, apontando os locais, os quais são georreferenciados.

Assim, para atingirmos o objetivo específico de implementação de uma ferramenta para simular e apurar os indicadores de tensão, *DRP* e *DRC*, este capítulo irá abordar as principais questões relacionadas às ferramentas de sustentação para o desenvolvimento do software.

Tais ferramentas de sustentação se referem à Base de Dados da CELG D, os quais devem ser corretamente coletados pelo próprio programa denominado na CELG D de **Simulador DRP e DRC**, disponível entre os demais aplicativos utilizados pela Companhia, conforme Figura 4.1.

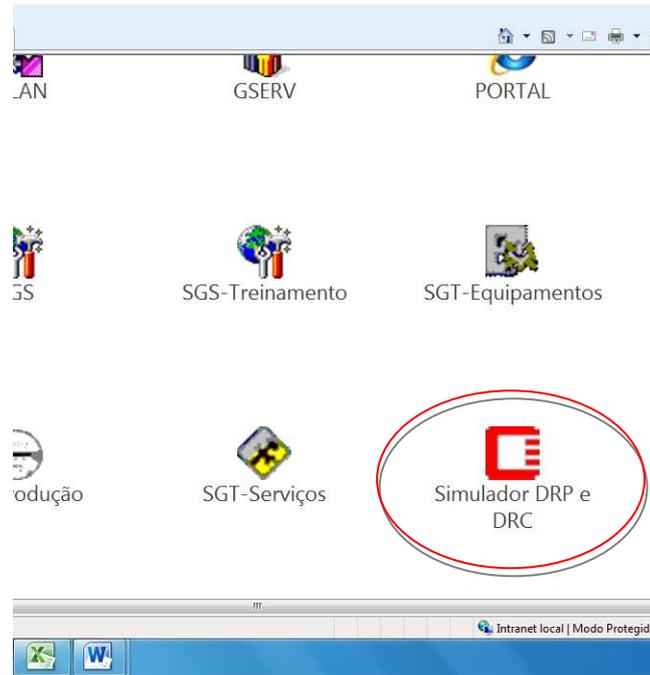


Figura 4.1 - Ilustração do link de acesso ao Simulador de Tensão

Estes dados devem receber a máxima atenção possível de modo a evitar a utilização de informações inadequadas que poderão levar a interpretações errôneas ou a resultados indevidos.

4.2 O Sistema de Gestão Técnica (SGT)

A distribuidora possui no Sistema de Gestão Técnica (SGT) um grande banco de dados, fruto de um serviço contratado para cadastramento de todas as informações dos circuitos, considerando: posição exata de barramentos, postes, transformadores, distâncias entre barramentos e postes, resistências e reatâncias de cabos, dados de consumidores e perfil de consumo, dentre outros.

Para um melhor entendimento, as ferramentas de gestão de redes elétricas da CELG D foram modernizadas, tendo como base a tecnologia SIG (Sistema de Informações Geográficas), a qual engloba o Banco de Dados georreferenciado da rede de distribuição da empresa e uma série de aplicativos específicos que atendem diversas atividades da engenharia de distribuição.

Os diversos módulos do SGT são integrados e possuem em comum o Banco de Dados Georreferenciados, disponibilizando os seguintes aplicativos computacionais:

- PLAN: Planejamento da expansão do sistema de distribuição;
- GEST: Aplicativo gerencial de tomada de decisões;
- EST: Estudos de carregamento e queda de tensão;
- PROJ: Projeto de redes de distribuição;
- MAPA: Cadastro e mapeamento do sistema elétrico;
- CALC: Cálculos de grandezas elétricas da rede de distribuição;
- OPER: Operação e despacho do sistema de distribuição;
- EQUIPAMENTOS: Controle e movimentação de equipamentos de rede;
- OBRAS: Orçamentação e controle de obras.
- MAN: Gerência de manutenções na rede.

A Figura 4.2 mostra, na forma de diagrama de fluxo, como o banco de dados serve a todos os aplicativos.

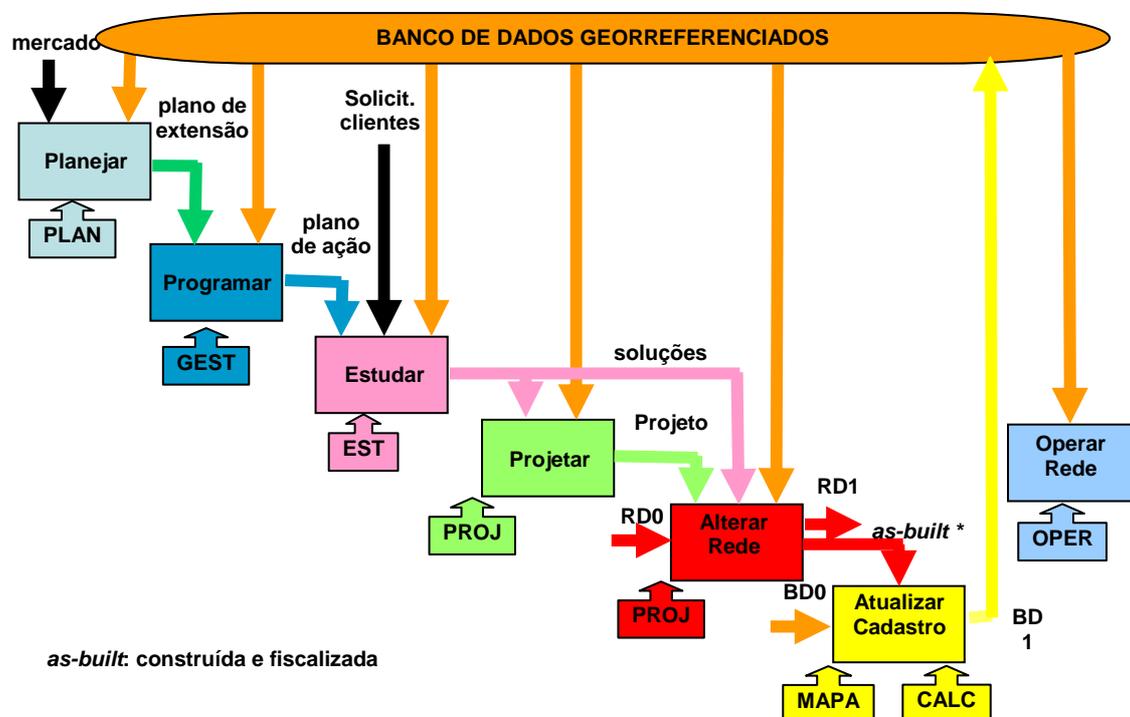


Figura 4.2: Diagrama Esquemático do SGT

De forma resumida, o banco de dados do SGT possui as seguintes características:

- Imagem eletrônica georreferenciada, com conectividade elétrica, das redes de distribuição da CELG D;
- Cadastro dos elementos de rede e seus atributos;
- É suporte fundamental às atividades de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção da distribuição;
- Fonte de informações para diversas áreas da Companhia (contabilidade, tarifas, comercial, etc.) e órgãos reguladores externos (ANEEL)
- Serve de forma muito importante para controlar todos os ativos relativos às linhas e redes de distribuição, fundamental como base para as revisões tarifárias da empresa.

A implantação do sistema SGT tem proporcionado bons resultados na empresa desde sua implantação em 2005, compreendendo a otimização e a padronização de procedimentos, a melhoria na qualidade do atendimento ao cliente e, principalmente, possibilitando a redução de custos operacionais.

As Figuras 4.3 e 4.4 são exemplos típicos que mostram no modo de visualização os dados cadastrado através do SGT MAPA. Esta ferramenta facilita programações de manutenções, identificando clientes e/ou equipamentos, bem como atendimentos emergenciais.

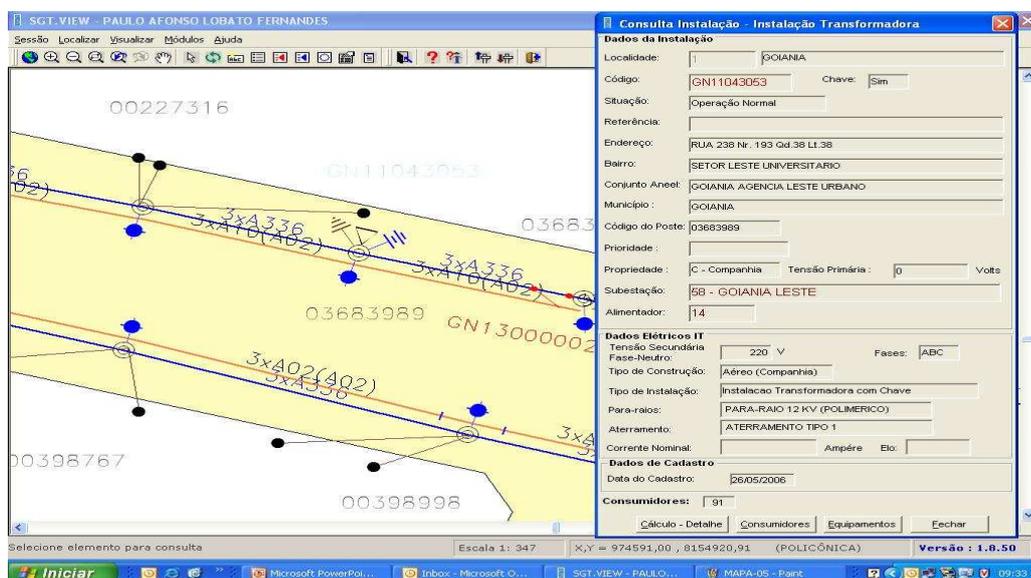


Figura 4.3 – Visualização com detalhes do SGT MAPA

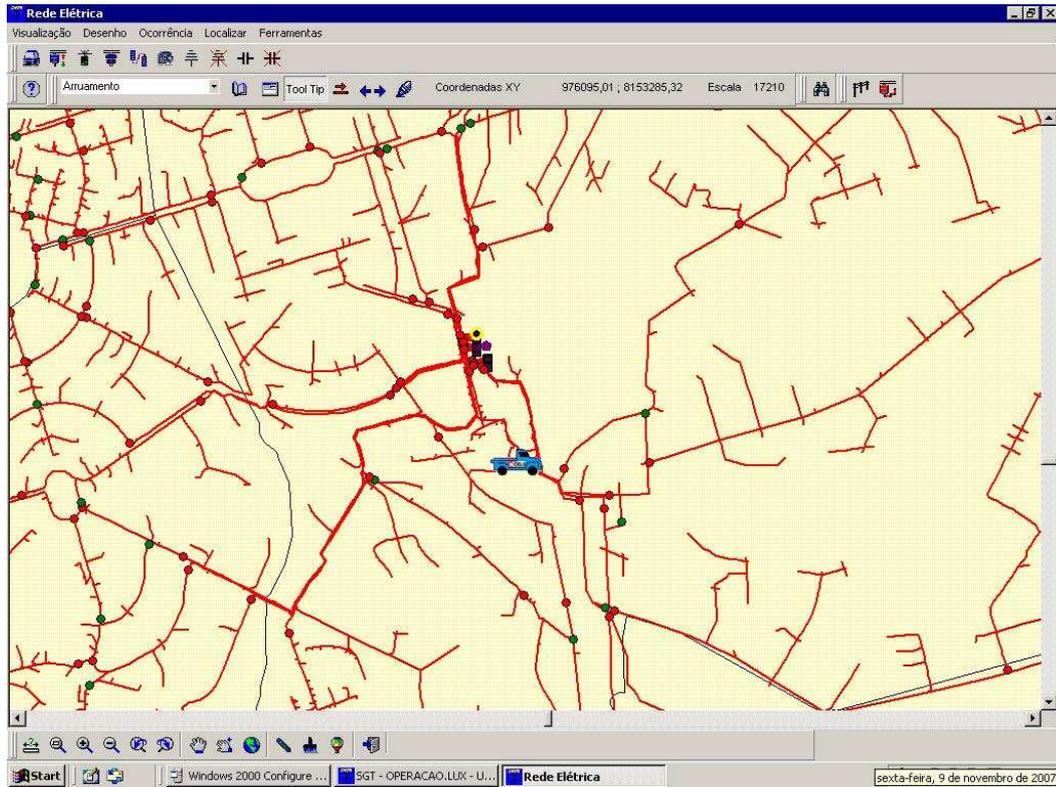


Figura 4.4 – Visualização geral do SGT MAPA

É importante mencionar que as adequações e melhorias dos sistemas de gerenciamento de dados da CELG D vêm sendo implantadas também como fruto de um conjunto de exigências regulatórias, tais como:

- Toda a base de dados físicos, desde 2011, deve ser georreferenciada e repassada para a ANEEL em formato *shapefile* (ArcGIS).
- A Resolução ANEEL 367/2009 implantou o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e obrigou as empresas a seguirem uma série de regras e orientações para imobilização dos ativos (novos e em serviço). Isto implicou na reformulação do SGT (pendente de contratação) sem a qual a empresa fica impedida de imobilizar todas as obras.
- A Resolução ANEEL 395/2009 implantou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Tal medida implicou também em mais uma série de modificações no SGT (em andamento).

4.3 Comunicação do Software Simulador DRP e DRC com Banco de Dados SGT

Uma das primeiras preocupações no desenvolvimento do software de Simulação de DRP e DRC era a sua conexão com o banco de dados do SGT da CELG D. Tal conexão foi implementada através das seguintes funções:

```
csv.sConnString = "Provider=MSDAORA.1;Password=UNIFEI;User  
ID=INTEGRACAO_UNIFEI;Data Source=GYN-STC-40;Persist Security Info=True"
```

Em termos de programação, a conexão é feita a partir de “Usuário” e “Senha” autorizado pela CELG D, constituindo-se na realidade de uma string de conexão. Tal procedimento abre a conexão OLEDB (*Object Linking and Embedding, Database*), que é uma API (*Application Programming Interface*) criada pela Microsoft que permite o acesso universal a diversas fontes de dados.

Através de um OleDbCommand cmd, conforme mostrado a seguir, a conexão é executada e estabelecida.

```
csv.cmd.Connection = csv.oledbconn
```

Essa é a String de conexão com o banco de dados ACCESS local. Esse banco de dados (DataBase.mdb) fica junto com o arquivo executável do programa e contém tabelas fixas utilizadas que não têm no banco SGT (Consumidores, Impedância, Rendimento, Tipo AT, Tipo BT).

Estabelecida a conexão, os primeiros dados a serem importados são os de tipologia das subestações e alimentadores, sobre os quais o usuário escolhe qual circuito a ser simulado quanto aos indicadores de *DRP* e *DRC*.

Uma vez selecionado o circuito alimentador, os dados são copiados para o banco de dados local e assim se processa a construção do circuito alimentador no software. Esse circuito constitui-se dos diversos arranjos de alimentadores, postes, transformadores, cabos, consumidores e iluminação pública.

Como cada elemento do circuito possui uma coordenada geográfica, bem como suas características elétricas, o mesmo é então exibido em escala na tela do usuário.

Como exemplo, a Tabela 4.1 mostra alguns dos dados de coordenada geográfica dos pontos elétricos em um circuito BT com informações sobre as coordenadas X e Y, bem como o alimentador e o número do posto (transformador) a que o ponto elétrico pertence.

Tabela 4.1 - Dados geográficos da rede

AL_ID	PONTO	MSLINK	UTMX	UTMY	POSTO
5000760.00	00308250	5366911.00	1078780.89	8234420.63	SN11049932
5000760.00	01370728	5367733.00	1075678.05	8237929.96	SN11038574
5000760.00	01395245	5365536.00	1079034.44	8236427.98	SN11199563
5000760.00	01395671	5367091.00	1078447.08	8234838.19	SN11140941
5000760.00	01395798	5367294.00	1078471.59	8235303.18	SN11163879
5000760.00	01395816	5365624.00	1079926.05	8236411.56	SN11163839
5000760.00	01424154	5366586.00	1079752.89	8236127.05	SN11163837
5000760.00	02577513	5366992.00	1078213.12	8234224.27	SN11162878
5000760.00	02577525	5366991.00	1078223.34	8234201.38	SN11162878
5000760.00	02577537	5366994.00	1078197.67	8234168.16	SN11162878
5000760.00	02955015	5367304.00	1075878.71	8238370.66	SN11038574
5000760.00	02955027	5367305.00	1075855.92	8238349.45	SN11038574
5000760.00	02955039	5367306.00	1075826.27	8238315.18	SN11038574
5000760.00	02955040	5367307.00	1075793.63	8238279.89	SN11038574
5000760.00	02955052	5367308.00	1075763.98	8238244.62	SN11038574
5000760.00	02955064	5367309.00	1075742.23	8238220.43	SN11038574
5000760.00	02955076	5367310.00	1075723.44	8238199.26	SN11038574
5000760.00	02955088	5367756.00	1075683.60	8238185.88	SN11038574

Outra tabela de dados construída a partir do SGT é a de conjunto de postes, a qual contém informações de como eles estão conectados, suas características em termos de cabos: tipo, comprimento e características elétricas, conforme exemplo da Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Dados de equipamento da rede

POSTE1	POSTE2	TRC_COMPRIM	CABO	CABO_DESC	R1
5368016.00	5368015.00	39.70	A-02	ALUMINIO 2 A	0,9584
5370512.00	5370513.00	39.64	A-04	ALUMINIO 4 A	1,529
5368656.00	5368727.00	43.02	A-04	ALUMINIO 4 A	1,529
5374635.00	5374634.00	28.08	A-10	ALUMINIO 1/0	0,604
5387887.00	8353151.00	23.68	A-02	ALUMINIO 2 A	0,9584
5422996.00	5422995.00	36.13	A-04	ALUMINIO 4 A	1,529
5439536.00	5439433.00	45.86	A-02	ALUMINIO 2 A	0,9584
5437500.00	5437481.00	20.21	A-04	ALUMINIO 4 A	1,529
5441518.00	5441517.00	54.88	A-02	ALUMINIO 2 A	0,9584
5446304.00	5446546.00	18.67	A-02	ALUMINIO 2 A	0,9584
5453787.00	5453808.00	39.04	A-10	ALUMINIO 1/0	0,604

4.4 Estimação das tensões nos pontos do circuito

A estimação da tensão nos diversos pontos do sistema para cálculo dos índices *DRP* e *DRC* é realizada através de método iterativo de cálculo do fluxo de carga (ou fluxo de potência). Considera-se como condição de operação do sistema a curva de carga de cada consumidor, por fase, instalado no circuito em análise, bem como todas as impedâncias do circuito. A tensão de referência no circuito é a tensão na saída do alimentador, ou seja, a tensão nominal. Também é possível ser ajustada/alterada para início da simulação caso seja conhecida as tensões reais de saída deste alimentador.

O cálculo do fluxo de carga em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado de operação desta rede, dada a sua topologia e certa condição de carga. Este foi empregado no software em virtude de sua exatidão e por permitir a operação mesmo para circuitos malhados.

Este estado de operação consiste em:

- Determinação das tensões e ângulos para todos os nós (barramentos) do sistema;
- Determinação dos fluxos de potência ativa e reativa através dos ramos do sistema;
- Determinação das potências ativas e reativas, geradas, consumidas e perdidas nos diversos elementos do sistema.

Esta análise de fluxo de carga é um dos estudos mais freqüentes realizados em Sistemas de Potência, servindo para: (i) planejamento da operação, (ii) expansão do sistema, complementação de estudos de estabilidade, de otimização, de confiabilidade, (iii) determinação dos limites de transmissão de potência do Sistema Elétrico, dentre outros.

Todo estudo parte do princípio de que o sistema esteja operando em regime permanente. Isto significa que se deseja conhecer as condições operativas do sistema para algumas condições previamente assumidas, tais como:

Carga constante: embora já tenha sido citado que ela apresenta variação durante o dia, conforme ilustra a Figura 4.5, os estudos de fluxo de carga analisa cada instante em separado,

imaginando-se a carga constante naquele pequeno período. Se um novo montante de carga é considerado, o estudo deve ser feito novamente para este novo ponto de operação. Neste caso a carga pode ser representada pelo vetor complexo $S = P + jQ$.

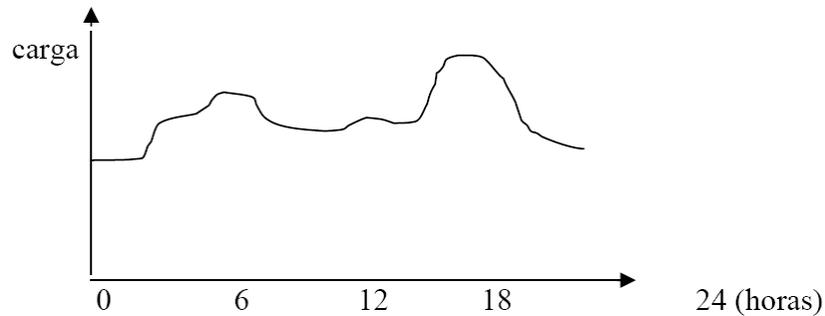


Figura 4.5 – Variação da carga durante 24 horas

Geração constante: O montante a ser gerado também não deve variar. A geração deve ser igual ao valor da carga total a ser suprido, que é dado pela carga do sistema mais as perdas nas linhas de transmissão.

Topologia invariante: Esta condição assume que a configuração do sistema deve ser mantida constante durante o estudo (não se considera variação de carga, saída de geradores e nem curto circuito em linhas de transmissão/ distribuição).

A linha de transmissão apresenta, além da resistência R e indutância L , uma capacitância C em cada extremo da linha (Figura 4.6), considera-se o ar como um elemento dielétrico entre a linha de transmissão e a terra.

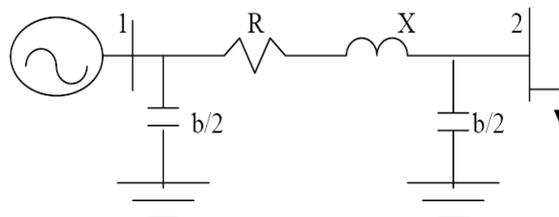


Figura 4.6 – Linha de transmissão

4.4.1 Formulação do Problema

Existem várias formas de descrever analiticamente as relações entre a tensão e a corrente na resolução de fluxo de carga utilizando as leis de Kirchhoff. A resolução do problema utilizando a matriz nodal é, sem dúvida, uma das melhores maneiras de caracterizar topologicamente o sistema. Tal matriz é dividida em uma parte real denominada de matriz de condutância do sistema e uma imaginária chamada de matriz de susceptância.

Para cada barra do sistema, independente de sua natureza, duas equações são conhecidas (equações de potências ativa e reativa), enquanto seis variáveis são desconhecidas:

- Potências ativa e reativa geradas.
- Potências ativa e reativa consumidas.
- Ângulo de fase e módulo da tensão.

As potências em cada barra representam o somatório de todos os fluxos de potência nas linhas ligadas a cada barra.

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (4.1)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.2)$$

onde,

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede

Ω_k – conjunto de barras vizinhas da barra k

V_k, V_m – magnitude das tensões das barras terminais do ramo $k-m$

θ_k, φ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$

P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo $k-m$

Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo $k-m$

Q_{sh}^k – componente da injeção de potência reativa devida ao elemento shunt da barra k

$(Q_{sh}^k = b_k^{sh} V_k^2)$, sendo b_k^{sh} a susceptância shunt ligada à barra k

Serão definidos a seguir os tipos de barras estudadas no sistema:

4.4.1.1 Barra de carga (PQ)

Este tipo de barra tem uma carga conectada a ser suprida, e nenhuma geração disponível.

- São conhecidas: Potências ativa e reativa consumidas.
- São especificadas: Potências ativa e reativa geradas (zero).
- São calculadas: Ângulo de fase e módulo da tensão.

Como mostrado, este tipo de barra tem como variáveis a serem calculadas: o ângulo de fase e o módulo da tensão.

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (4.3)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.4)$$

Portanto, para este tipo de barra, todas as variáveis de interesse são implícitas, as outras serão obtidas a partir de iterações.

4.4.1.2 Barra de tensão controlada (PV)

- São conhecidas: Potências ativa e reativa consumidas.
- São especificadas: Potência ativa gerada e nível de tensão.
- São calculadas: Ângulo de fase e potência reativa gerada.

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (4.5)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.6)$$

Portanto, para este tipo de barra, todas as variáveis de interesse são implícitas, as outras (por exemplo: nível de tensão, DRP, DRC) serão obtidas a partir de iterações.

4.4.1.3 Barra swing (V θ)

Esta barra tem a função de suprir as perdas adicionais e de servir de referência angular para o sistema. Assim, para esta barra tem-se:

- São conhecidas: Potências ativas e reativas consumidas.
- São especificadas: Ângulo de fase e módulo da tensão.
- São calculadas: Potências ativas e reativas geradas.

4.4.2 Fluxo de Potência Ativa e Reativa

As classificações de barra anteriormente denominadas permitem o cálculo do fluxo de carga, pois o número de incógnitas em cada barra é igual ao número de equações.

Em regime permanente, a potência gerada deve ser igual à carga consumida total mais as perdas. Isto é similar, de acordo com a primeira Lei de Kirchhoff, a não existência de geração espontânea de potência em nenhum nó (barra) do sistema. Define-se, a seguir, o termo potência especificada em cada barra.

$$P^{esp} = P_g - P_l = \text{Potência ativa especificada} \quad (4.7)$$

$$Q^{esp} = Q_g - Q_l = \text{Potência reativa especificada} \quad (4.8)$$

Onde P_g e Q_g representam as potências ativa e reativa geradas, enquanto P_l e Q_l representam as potências ativa e reativa consumidas. Isto permite, portanto, a divisão do problema principal em dois subproblemas.

4.4.2.1 Subproblema 1

Contém todas as variáveis a serem calculadas iterativamente. Assim, as tensões das barras de carga e os ângulos de fase nas barras de carga e tensões controladas são calculados. Têm-se, portanto:

Para barras PQ e PV:

$$P_k^{\text{exp}} - V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) = 0 \quad (4.9)$$

Para barras PQ:

$$Q_k^{\text{esp}} - V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \text{sem} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (4.10)$$

4.4.2.2 Subproblema 2

Este subproblema só é resolvido após o fim do processo iterativo associado ao subproblema 1. É um processo de custo computacional desprezível, já que as gerações de potência reativa nas barras de tensão controlada e swing e a potência ativa na barra swing são diretamente obtidas. Para este subproblema, tem-se:

para a barra de referência

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (4.11)$$

para as barras PV e de referência

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in k} V_m \cdot (G_{km} \text{sem} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4.12)$$

Para o cálculo do fluxo de potência em todas as linhas de transmissão e a solução destes subproblemas, resolve-se inteiramente a questão da determinação das variáveis de interesse do sistema.

Maiores detalhes das soluções de fluxos de carga utilizando o Método de Newton-Raphson podem ser encontrados no livro de **MONTICELLI** [16], com título “FLUXO DE CARGA EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICAS”, em 1983.

4.5 Estimativa das cargas

Nos estudos de fluxo de potência há necessidade de uma boa estimativa e representação dos valores da carga para que os resultados apresentados sejam consistentes.

No banco de dados local, obtidos do SGT, uma tabela é montada à partir de todos os consumidores de um dado alimentador, sendo este constituído pelas informações: ‘Número do Cliente’, ‘Fase em que está conectado’ e ‘Tipo de consumidor’, como exemplificado na Figura 4.7.

AL_ID	CLIENTE	FASE	POSTO	MSLINK_PO	CLASSE	TIPO	DEM_ATIVA	DEM_ATIV_I
10000800.00		A		8227522.00	RES	BT		
10025893.00		ABCN		7989931.00	RES	BT		
10291908.00		ABCN		7989931.00	RES	BT		
10414680.00		CN		8294685.00	COM	BT		
10414708.00		AN		8294682.00	COM	BT		
10414733.00		ABCN		8294673.00	COM	BT		
10416845.00		ABCN		8296030.00	RES	BT		
10417606.00		AN		8296029.00	RES	BT		
10417631.00		ABCN		8296030.00	COM	BT		
10417679.00		AN		8296030.00	RES	BT		
10417710.00		AN		8296030.00	RES	BT		
10417746.00		AN		8296030.00	RES	BT		
10420381.00		ABCN		8296008.00	COM	BT		
11072799.00		ABCN		7989931.00	RES	BT		
11094643.00		ABCN		7989931.00	RES	BT		
11299370.00		ABCN		7989931.00	COM	BT		
11383070.00		ABCN		8296029.00	COM	BT		
11383082.00		ABCN		8296030.00	COM	BT		
11383094.00		ABCN		8296030.00	COM	BT		
11387221.00		ABCN		7989931.00	COM	BT		
11814860.00		ABCN		7989931.00	RES	BT		
12059286.00		A		8227234.00	COM	BT		
12059572.00		ABC		8227234.00	COM	BT		
12117067.00		ABCN		8294682.00	COM	BT		
12190627.00		ABCN		8294672.00	COM	BT		
12201947.00		ABCN		8294672.00	COM	BT		
12201972.00		AN		8294672.00	COM	BT		
12202009.00		ABCN		8294672.00	COM	BT		

Figura 4.7 – Dados de tipologia de carga

Porém, para a estimativa da carga de cada consumidor por fase no circuito, recorreu-se ao relatório de janeiro de 2009 com o título “O COMPORTAMENTO DA CARGA DOS CONSUMIDORES E DO SISTEMA ELÉTRICO DA CELG D” [11], que traz além de outras informações, os perfis de carga de consumidores residenciais, comerciais e indústrias, divididos em faixas de acordo com o consumo (kWh) e sub-faixas compreendendo o ramo de atividade do consumidor.

Para cada uma das classes e tipo de carga (residencial, comercial, industrial, rural e AT, BT, etc.), foram levadas em consideração as curvas de carga que estão divididas também pela faixa de consumo.

A Tabela 4.3 a seguir apresenta as classes e suas divisões por faixa de demanda além das populações gerais de cada uma delas, o número de amostras realizadas e os erros amostrais.

Tabela 4.3 - Dados de tipologia de carga detalhados

		POPULAÇÃO		AMOSTRAS SUGERIDAS	AMOSTRA MEDIDA E APROVADA	CV ESPERADO	CV REAL	Erro esperado	Erro REAL
		CONSUMIDORES	CONSUMO			%	%		
			MWh ano						
	A1	3	14.153	3	2	20		-	-
	A2	23	772.883	23	10	30	44	-	20,80
	A3	21	357.158	21	13	40	46	-	15,82
A3a urb	>300kW	4	2.511.860	4	4	40	56	-	-
	<=300kW	46	662.040	43	32	70	82	5,45	15,92
	TOTAL	2.146	100.209.594	383	310				
A3a rur	>300kW	153	38.041.983	85	60	40	65	5,78	13,00
	<=300kW	1.408	34.853.264	84	49	70	98	14,81	27,44
	TOTAL	5.767	247.768.851	849	665				
A4 urbano	>1000kW	50	40.030.911	50	48	30	38	-	-
	501a1000kW	61	15.663.015	61	46	40	47	-	6,94
	301a500kW	110	12.653.446	69	58	50	56	7,35	10,03
	201a300kW	132	8.818.752	59	46	55	61	10,65	14,52
	101a200kW	493	16.401.612	62	53	60	64	14,25	16,66
	51a100kW	981	16.069.247	66	47	70	71	16,64	20,19
	<=50kW	1.717	12.293.605	66	55	80	59	19,31	15,66
	TOTAL	3.544	121.930.588	433	353				
A4 rur	>300kW	86	25.545.584	86	64	40	58	-	7,29
	<=300kW	962	22.972.263	82	73	70	76	14,79	17,08
	TOTAL	1.048	48.517.847	168	137				
Residencial	Acimade500kWh	25.736	22.009.122	60	44	70	62	18,05	18,60
	301a500kWh	81.086	30.054.854	70	60	80	71	19,12	18,32
	181a300kWh	246.154	55.751.794	80	82	85	88	19,00	19,48
	81a180kWh	773.438	94.366.831	85	100	90	101	19,52	20,20
	Até80kWh	579.167	23.885.160	120	109	110	127	20,08	24,28
	TOTAL	1.705.581	226.067.761	415	395				
Comercial	Acimade5000kWh	1.784	14.308.350	45	34	60	49	17,66	16,49
	1001a5000kWh	18.187	36.410.280	55	64	65	68	17,50	17,03
	501a1000kWh	19.081	13.417.769	65	52	75	70	18,57	19,48
	Até500kWh	139.684	19.198.958	90	88	90	104	18,97	22,07
	TOTAL	178.736	83.335.357	255	238				
Industrial	Acimade5000kWh	187	1.573.796	45	31	60	59	15,59	19,24
	1001a5000kWh	1.582	3.247.731	50	60	65	74	18,09	18,73
	501a1000kWh	1.442	1.028.010	60	49	70	86	17,69	24,08
	Até500kWh	7.074	1.213.430	90	88	90	102	18,85	21,68
	TOTAL	10.285	7.062.967	245	228				

Rural	Acimade1000kWh	8.073	20.042.642	70	60	80	74	19,04	18,93
	501a1000k	13.379	9.174.069	80	65	85	78	18,95	19,32
	201a500kWh	38.401	12.025.917	90	105	90	84	18,95	16,47
	Até200kWh	87.642	7.020.195	120	107	110	102	20,07	19,70
	TOTAL	147.495	48.262.823	360	337				

As curvas obtidas, baseadas no relatório [11], são de campanhas de medições, o que trouxeram mais fidelidade à estimação de carga para as simulações de tensão em regime, conforme desejado.

Percebe-se nas curvas obtidas do relatório [11] uma margem de erro ainda considerada que certamente contaminariam no resultado na simulação de nível de tensão. Daí, visando minimizar esse erro, no software de simulação foram incorporados dois métodos para variâncias das cargas, Erro Padrão e Monte Carlos, que possibilitam o usuário obter resultados mais reais.

Desempenhos das diversas possibilidades de variâncias das cargas, utilizando os métodos citados anteriormente, serão melhores detalhadas no capítulo nº 6, sobre Análise Comparativa de Resultado. Lembrando que, à medida que os modelos de curvas típicas das cargas forem evoluindo e/ou maior número de medição do perfil de carga dos consumidores de energia, menor será o erro destas curvas e maior a precisão nas simulações de tensão.

Cabe mencionar que todas as curvas foram construídas considerando a média das quatro demandas máximas em cada intervalo de 15 minutos durante 24h. Ou seja, apesar de ser conhecida as leituras a cada 15 minutos, optou-se, para efeito de simulação, fazer uma simplificação para valores horários, utilizando-se então a média citada a cada 15 minutos. Os dados das curvas de carga quando consideradas no cálculo do fluxo de carga podem ser consideradas segundo duas alternativas, conforme será explicado oportunamente.

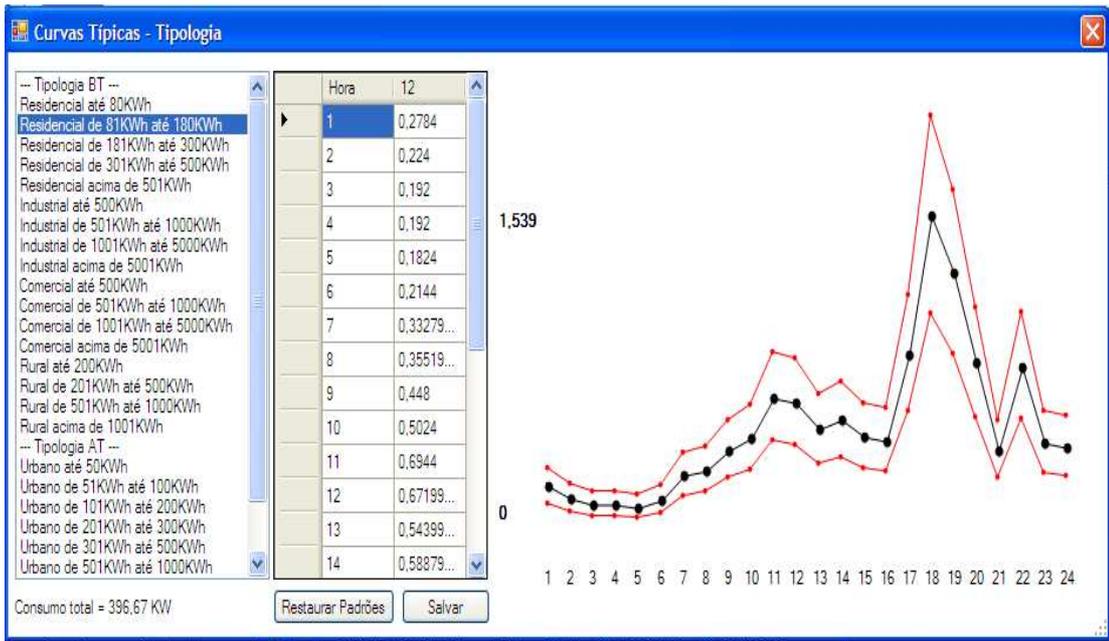


Figura 4.8 – Curva de carga típica - valores máximo, médio e mínimo.

A seleção da faixa de potência do consumidor é extraída também da base de dados construída à partir do SGT. Um conjunto de dados local aponta os consumos dos últimos doze meses de cada cliente do alimentador em análise. Esse conjunto de dados é exemplificado à partir da Figura 4.9 (parte de uma tabela do banco de dados).

AL_ID	CLIENTE	POSTO	CR_KWH_MES1	CR_KWH_MES2	CR_KWH_MES3
	10000800.00		358.00	392.00	424.00
	10025893.00		140.00	193.00	160.00
	10291908.00		206.00	250.00	216.00
	10414680.00		30.00	37.00	31.00
	10414708.00		173.00	198.00	172.00
	10414733.00		228.00	330.00	283.00
	10416845.00		821.00	850.00	822.00
	10417606.00		155.00	195.00	166.00
	10417631.00		2134.00	2246.00	2083.00
	10417679.00		52.00	57.00	59.00
	10417710.00		123.00	131.00	78.00
	10417746.00		279.00	277.00	293.00
	10420381.00		1953.00	1845.00	1511.00
	11072799.00		210.00	190.00	159.00
	11094643.00		124.00	118.00	111.00
	11299370.00		153.00	135.00	176.00
	11383070.00		489.00	496.00	477.00
	11383082.00		0.00	0.00	0.00
	11383094.00		117.00	163.00	184.00
	11387221.00		30.00	26.00	40.00
	11814860.00		71.00	47.00	49.00

Figura 4.9 – Dados de consumo de carga, mês a mês.

Outro tipo de carga no circuito e que também deve ser levada em consideração diz respeito às lâmpadas de iluminação pública. Essas também foram consideradas e foram importadas do SGT, cujas informações são a potência, o poste e as fases em que estão instaladas. Todas foram representadas como potência constante. A Figura 4.9 (parte de uma tabela do banco de dados) mostra para as informações da iluminação pública.

POSTE	FASE	TIPO_DE_LAMC	TIPO_DESC	POTENCIA_LAM
13042166	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
13063753	BN	VS	VAPOR SODIO	400.0000
13063789	CN	VM	VAPOR MERCU	250.0000
13063807	BN	VS	VAPOR SODIO	400.0000
13050965	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
1305093X	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
13061057	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
13061094	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
13051350	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
13051246	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000
13051222	CN	VM	VAPOR MERCU	80.0000

Figura 4.10 – Dados de Iluminação Pública;

Duas formas, ou alternativas, de tratamento das curvas de carga de cada consumidor foram adotadas no trabalho de desenvolvimento do software de *DRP* e *DRC*. A primeira considerando carga com variação constante (em dado intervalo de tempo) e a segunda um tratamento estatístico mais apurado levando em consideração o método de Monte Carlo [14].

No primeiro tipo de tratamento, uma variação percentual é atribuída a cada ponto da curva de carga de forma constante, simulando, por exemplo, uma condição de aumento ou diminuição de consumo de energia e seus efeitos sob os índices de *DRP* e *DRC*. No segundo, utiliza-se uma variação aleatória, dentro da faixa permissível (carga mínima e máxima), em todos os pontos da curva. Este tratamento retrata de forma mais realista a aleatoriedade do consumo, que não segue uma única tendência. Além disso, é condizendo aos erros estatísticos de construção das curvas, as quais são obtidas em caráter amostral, porque nem todos consumidores de uma mesma classe e faixa de consumo apresentam a mesma curva de carga.

Portanto, para construção de diversos cenários de curva de carga, através do Monte Carlos, o software seleciona uma curva típica para cada classe e subclasse de Unidade

Consumidora (carga), atribuindo novos valores e de forma aleatória, para cada ponto medido da curva típica adotada.

4.6 Ajustes para correção de DRP e DRC

Diferentes modos e métodos de controle de tensão podem ser utilizados para a melhora da tensão fornecida aos consumidores. Em particular, será aqui realizada uma abordagem detalhada do controle de tensão através de comutação de tape em transformadores de potência situados na subestação.

A principal dificuldade de fornecer aos consumidores tensões em faixas apropriadas é o problema da queda de tensão durante o transporte da energia, ou seja, o nível de tensão no barramento secundário da subestação não é o mesmo no ponto de entrega aos consumidores, conforme está representado na Figura 4.11.

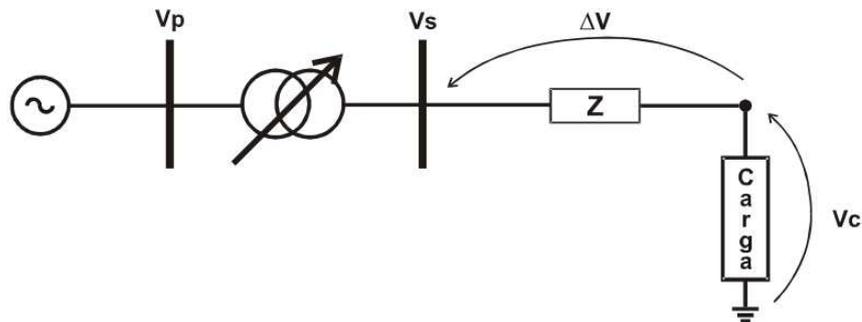


Figura 4.11 - Queda de tensão ao longo do transporte.

A queda de tensão equivalente ao longo dos alimentadores pode ser representada pela queda de tensão na impedância equivalente.

$$V_{queda} \approx \Delta V = V_s - V_c \quad (4.13)$$

Na Figura 4.11 e na equação 4.13 tem-se:

V_{queda} e ΔV → Queda de tensão ao longo do alimentador (V).

V_p → Tensão no barramento primário (V).

V_s → Tensão no barramento secundário (V).

V_c → Tensão no ponto de entrega à carga equivalente (V).

Em termos do fator de potência (fp), as correntes de linha são:

$$I_R = I \cdot fp = I \cdot \cos(\theta) \quad (4.14)$$

$$I_X = I \cdot \text{sen}(\cos^{-1}(fp)) = I \cdot \text{sen}(\theta) \quad (4.15)$$

sendo:

I_R → Corrente de linha referente ao fluxo de potência real (em fase com a tensão) (A).

I_X → Corrente de linha referente ao fluxo de potência reativa (A).

I → magnitude da corrente de linha (A).

fp → fator de potência

θ → ângulo entre a tensão e a corrente.

A queda de tensão em um alimentador, assim como as perdas Joule, serão tão maiores quanto menor for o fator de potência da instalação (maior o fluxo reativo). Tal afirmação pode ser comprovada pela formulação a seguir:

$$\Delta P = R \cdot I^2 = \frac{R \cdot S^2}{V^2} \quad (4.16)$$

sendo,

ΔP as perdas no alimentador;

R a resistência dos cabos;

I a corrente circulante;

V a tensão de alimentação (suponha V_s da Figura 4.11) e;

S a potência aparente.

Considerando,

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (4.17)$$

vem que,

$$\Delta P = \frac{R \cdot P^2}{V^2} \left(1 + \frac{Q^2}{P^2} \right) \quad (4.18)$$

Assim, pode-se observar pela equação (4.18) que o valor das perdas em um alimentador será minimizado quando $Q = 0$.

Considerando que

$$\Delta V = \frac{\Delta P}{I} \quad (4.19)$$

pode-se afirmar que quanto menor as perdas, menor também a queda de tensão.

Em conclusão, fatores de potência indesejáveis aumentam a queda de tensão ao longo do alimentador, sendo ainda que a queda de tensão é maior nos sistemas de distribuição de baixa tensão com fator de potência baixo, circuitos monofásicos e circuitos desbalanceados.

Algumas das medidas mais utilizadas para se reduzir a queda de tensão ao longo dos alimentadores são:

- Reduzir o comprimento do alimentador.
- Elevar o fator de potência por meio de instalação de banco de capacitores
- Converter as seções monofásicas para trifásicas.
- Redistribuir a carga.
- Balancear os circuitos.
- Redimensionar o condutor para um tamanho maior.

Essas medidas devem ser contempladas nos projetos de construção dos sistemas de distribuição, já que algumas delas ficam inviáveis de se implantar nos sistemas já em operação.

A magnitude da queda de tensão fornecida aos consumidores situados ao longo dos alimentadores naturalmente também é dependente da demanda atual da rede de distribuição, pois a queda de tensão pode ser maior em horários de maior consumo de energia. O uso de dispositivos de regulação de tensão pode prover um melhor perfil de tensão, elevação do fator de potência e, conseqüentemente, a redução dessas perdas.

Nos tópicos a seguir serão discutidas algumas das principais estratégias de regulação e compensação, fundamentados nos limites operativos de tensão, regulamentos pela ANEEL e já discutidos em Capítulos anteriores.

4.6.1 Modelagem por Fluxo de Carga

O planejamento por meio de estudos de fluxo de carga permite melhorar o perfil de tensão quando se está projetando novos circuitos de distribuição. Esse estudo representa a rede dispondo da topologia com os parâmetros elétricos de seus elementos, das demandas de carga e da geração.

O estudo do fluxo de carga permite ainda o cálculo das tensões em todos os pontos da rede, possibilitando verificar se o atendimento está dentro de níveis adequados. Outras finalidades do fluxo de carga são os cálculos das perdas e da queda de tensão ao longo da rede.

Como há diversas cargas ligadas na rede de distribuição, elas podem ser agrupadas em conjuntos de unidades consumidoras. Cada conjunto de unidades consumidoras é representado como uma carga equivalente na modelagem do sistema para estudos de fluxo de potência. Tal estudo tem fundamental importância para se definir o nível de tensão a ser fornecido no barramento secundário da subestação de forma que a tensão tanto no consumidor mais próximo, quanto no mais distante, esteja dentro dos limites aceitáveis.

As quedas de tensão ao longo dos alimentadores também podem ocorrer devido ao transporte quanto ao tipo de carga. Por exemplo, as cargas desbalanceadas causam maiores quedas de tensão, pois a impedância vista por elas, incluindo a impedância de sequência zero, é maior que a impedância de sequência positiva vista pela carga balanceada. Assim, se a corrente flui de forma desigual por fase, cargas pesadas irão proporcionar maiores quedas de tensão.

Na seção seguinte serão apresentados alguns detalhes dos principais dispositivos de regulação de tensão. O conteúdo apresentado pode parecer excessivo, entretanto, como será oportunamente mostrado, o software desenvolvido para análise de *DRP* e *DRC* inclui todos os

elementos que serão mencionados como funções adicionais de ajuste, de modo a analisar melhorias da tensão em caso de simulações que apresentam transgressões dos valores limites de *DRPs* e *DRCs*.

4.6.2 Dispositivos Empregados na Regulação de Tensão.

As cargas ligadas à rede de distribuição de energia elétrica variam no decorrer do dia devido, principalmente, às manobras e às oscilações na demanda de consumo. Juntamente com a carga, a tensão fornecida pela empresa distribuidora também varia. Para resolver esse problema são instalados alguns dispositivos para o controle da tensão. Os principais são:

- Bancos de Capacitores.
- Reguladores de Tensão.
- Regulador de Tensão utilizando transformadores de potência com comutação de tape.

Estes dispositivos são utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica visando à redução das perdas de potência e minimização dos efeitos provocados pela queda de tensão ao longo dos alimentadores. Além disso, o funcionamento correto desses dispositivos contribui para o atendimento das faixas de tensão previstos pela legislação. Cabe comentar que estes elementos podem ser controlados em tempo real ou por meio de pré-programação.

4.6.2.1 Banco de Capacitores

Em sistemas de distribuição, os bancos de capacitores promovem inúmeras vantagens como, por exemplo, a compensação do excedente de potência reativa gerada pelas cargas indutivas ou outras cargas com baixo fator de potência.

Os bancos de capacitores diminuem a corrente no alimentador, fazendo o mesmo suprir mais cargas. As perdas na linha também são significativamente reduzidas já que dependem do quadrado da corrente ($R.I^2$). Esse dispositivo eleva a tensão no alimentador, reduzindo uma parte das perdas produzidas pelas cargas do sistema.

A aplicação correta dos bancos de capacitores pode ampliar a eficiência do sistema e reduzir a queda de tensão. No entanto, seu uso incorreto pode significar em maiores perdas, bem como sobretensões indevidas. Geralmente, utiliza-se a compensação reativa por meio de capacitores tanto por fatores econômicos, para evitar penalidades, como por fatores de desempenho e qualidade de energia fornecida pelo sistema, uma vez que se diminuem as perdas.

Nos sistemas de distribuição, o emprego dos bancos de capacitores ocorre tanto na barra da subestação (C_{shunt}), quanto ao longo dos alimentadores ($C1$), como pode ser visto na Figura 4.12.

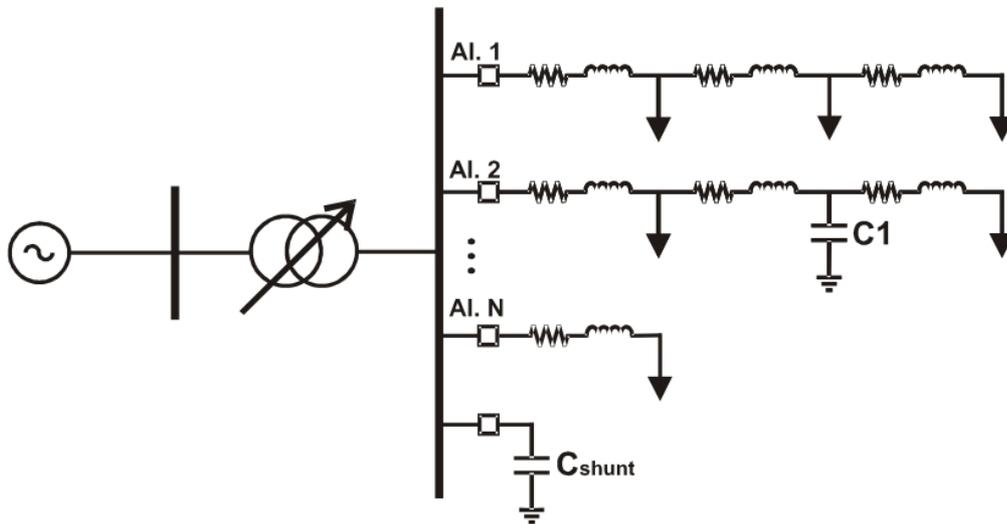


Figura 4.12 - Capacitores instalados na barra da subestação e ao longo dos alimentadores.

De acordo com a Figura 4.12, o C_{shunt} é o banco de capacitores conectado à barra secundária da subestação, aplicado no controle de reativos no sistema com o intuito de manter a tensão dentro dos limites estabelecidos. São utilizados para melhorar o fator de potência.

Os capacitores são postos em operação de acordo com a necessidade do sistema, sendo que todos os bancos são raramente chaveados em uma única operação.

As operações de chaveamento de bancos de capacitores em subestação são acompanhadas diariamente por sistemas supervisórios remotos ou por controladores locais.

Além disso, os capacitores podem ser instalados ao longo dos circuitos de distribuição em paralelo ou série. Em paralelo, o local onde foi instalado o capacitor passa a compensar reativos, elevando a tensão naquele ponto. Já na configuração série, o capacitor passa a funcionar como um regulador de tensão automático comandado pela corrente, pois compensa a reatância da linha.

Os capacitores instalados em paralelo permitem uma elevação constante da tensão no alimentador, bem como uma diminuição na variação da mesma, uma vez que essa elevação independe da corrente de carga. Em carga leve, a presença de capacitores fixos pode elevar a tensão acima dos limites, portanto faz-se necessário a presença de bancos de capacitores chaveados.

Capacitores fixos são mais fáceis de serem instalados e dimensionados quando comparados com os chaveados, além de serem mais baratos. Devido às pesquisas recentes, já existem no mercado diversos softwares para dimensionamento, colocação e chaveamento adequado de bancos de capacitores.

4.6.2.2 Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão são autotransformadores com ajuste automático de tape, os quais permitem elevar ou abaixar a tensão. Normalmente, os reguladores possuem uma faixa de regulação de -10% à +10%. Algumas vezes esses também são conhecidos como autotransformadores, que são equivalentes a transformadores com um enrolamento em série com outro.

Os reguladores possuem vários ajustes para as tensões de entradas, permitindo a configuração do número de enrolamentos de acordo com a variação da tensão de entrada. Esse ajuste é feito por meio de uma chave rotatória. O enrolamento é escalonado e equipado com comutadores de tape que permite a mudança na relação de transformação. A utilização desses equipamentos em sistemas de distribuição tem por objetivo manter constante a tensão no secundário, compensando as variações de tensões do primário e do secundário. Geralmente, estes dispositivos são aplicados em pontos ao longo do alimentador em que a tensão não

consegue ser regulada pela subestação. A Figura 4.13 ilustra o caso de reguladores instalados ao longo dos alimentadores.

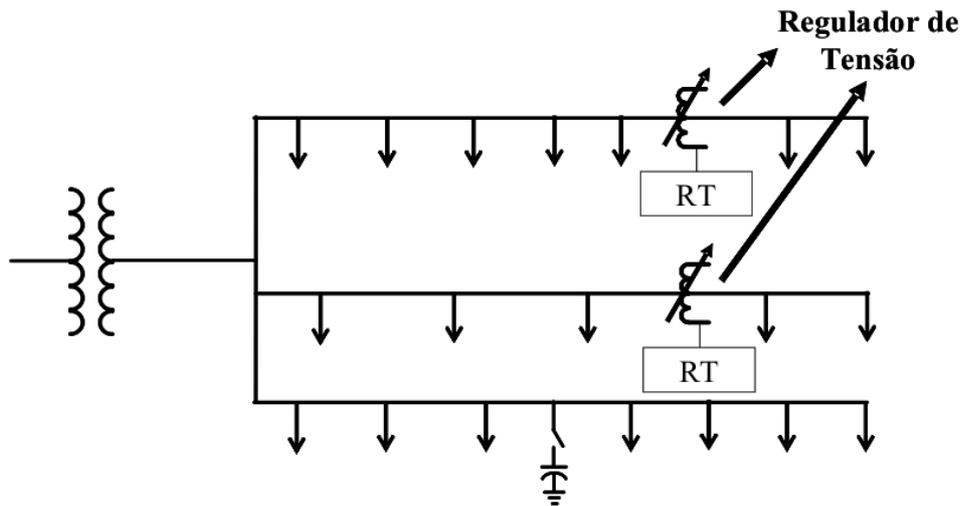


Figura 4.13 - Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores.

Um regulador monofásico ANSI (*American National Standards Institute*) possui 3 buchas: Fonte, Carga e Fonte-Carga, conforme pode ser visto na Figura a seguir.

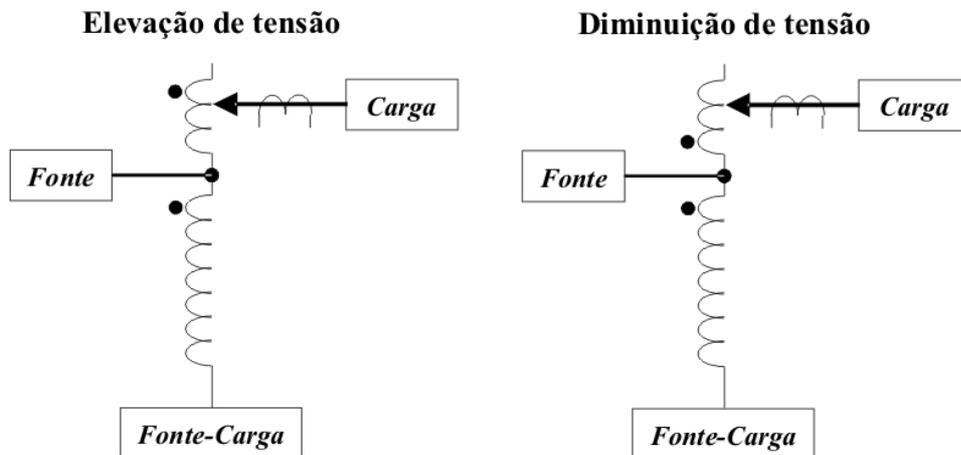


Figura 4.14 - Regulador monofásico ANSI.

O enrolamento série encontra-se entre a Fonte e a Carga, com o tap do lado da carga.

Os reguladores trifásicos, geralmente utilizados em subestações, controlam as três fases simultaneamente. Eles podem ter conexões Estrela com Terra, Triângulo Aberto e Triângulo Fechado, conforme pode ser visto na Figura 4.15.

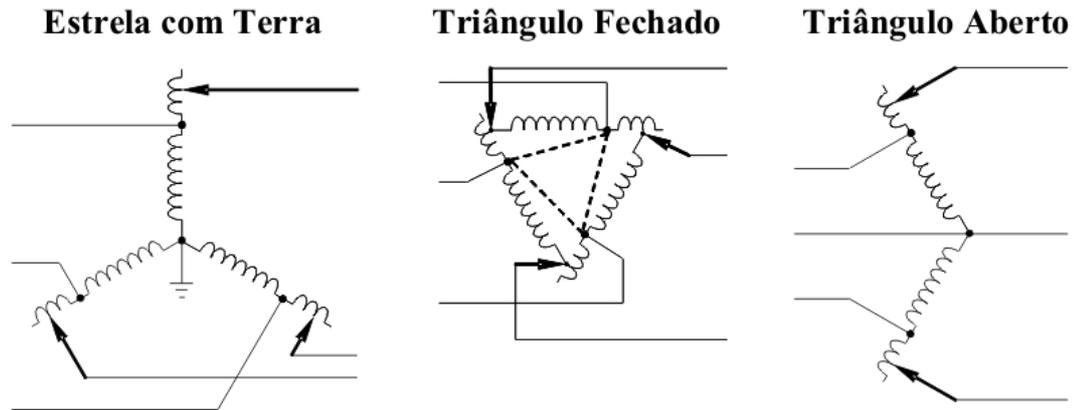


Figura 4.15 – Conexões trifásicas para o autotransformador.

Na configuração Estrela com Terra e quatro condutores, geralmente utilizam-se três reguladores monofásicos, que conectam a linha ao neutro. Cada regulador controla independentemente a tensão, melhorando o controle do sistema desbalanceado.

Na configuração Triângulo Fechado, três reguladores estão conectados fase a fase. Esse arranjo permite um acréscimo na faixa de regulação passando de $\pm 10\%$ para $\pm 15\%$. Já na configuração Triângulo Aberto, apenas dois reguladores monofásicos são necessários, conectando uma fase a outra.

4.6.2.3 Transformadores com Comutação de Tape

Conforme já comentado, as cargas ligadas à rede de distribuição variam ao longo do dia, o que causa variações na tensão. Do ponto de vista dos consumidores, bem como do órgão regulador, é inaceitável a falta de controle dessas variações. Assim, também para prevenir tal fato, os transformadores em subestações primárias possuem comutador de tape sob carga (OLTC – *On-Load Tap Changer*).

Os transformadores que provêm um pequeno ajuste de magnitude de tensão, usualmente numa faixa de $\pm 10\%$, e/ou que mudam o ângulo de fase da tensão de linha, são importantes componentes do sistema de potência. Alguns transformadores regulam tanto a magnitude como o ângulo de fase e o controle é feito pela análise da tensão de entrada, visando manter a saída em um nível constante e mais próximo da referência.

Uma comutação de tape pode ser realizada enquanto o transformador está energizado. Essa operação é denominada *Load Tap Changer* (LTC).

Cada comutador de tape tem associado um relé regulador automático de tensão (conhecido como “relé 90”), que monitora a tensão do secundário do transformador e comanda as operações de comutação do tape como desejado. Essa comutação é automática e operada por motores que respondem ao comando desse relé para ajustar a tensão dentro de um nível especificado. Circuitos especiais mostram a comutação a ser feita sem a interrupção da corrente. O tempo morto de atuação (temporização) é incluso e deve ser ajustado para ser levemente maior que o tamanho do passo do transformador para prevenir oscilações abruptas. Na prática, a temporização é inclusa para evitar o uso desnecessário devido à alta frequência de comutações de tape. A Figura 4.16 ilustra um OLTC com o relé regulador em seu mais simples esquema.

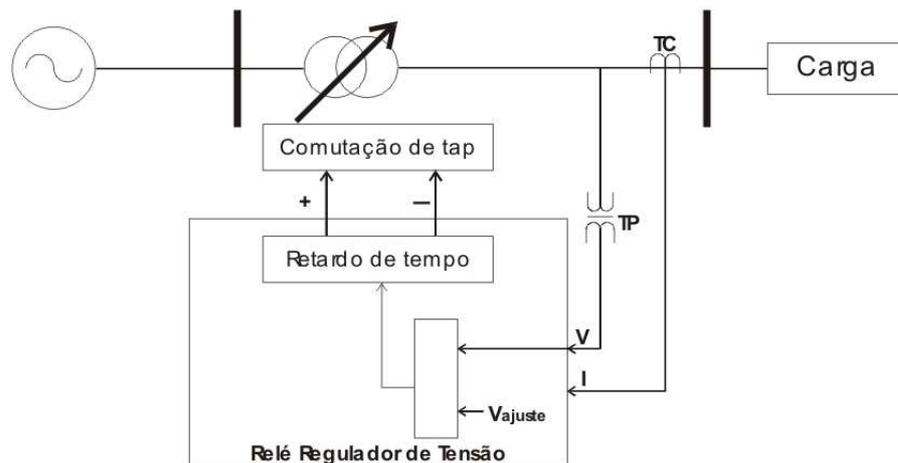


Figura 4.16 - Esquema do relé regulador automático de tensão.

O fator limitante deste esquema (Figura 4.16) é que ele não considera a queda de tensão ao longo do alimentador e também a operação em paralelo de transformadores.

Os controles de tensão empregados na prática são mais complexos do que o esquema anterior. Uma dessas considerações práticas é levar em conta a queda de tensão ao longo do alimentador através da estratégia de um compensador de queda de tensão na linha ou LDC (*Line-Drop Compensation*).

O objetivo principal LDC é manter a tensão constante, não no barramento secundário do transformador, mas no consumidor. Sem a utilização do LDC, haverá uma variação de tensão no ponto final do alimentador, a qual dependerá da impedância do alimentador para uma condição de carga pesada, e da variação da corrente de carga para uma condição de carga leve.

Com a utilização do LDC, diminui-se a variação da tensão ao final do alimentador por meio da elevação da tensão na saída do equipamento de regulação.

Os transformadores com comutação de tape e os reguladores de tensão durante a carga pesada, elevam a tensão ao máximo, ao passo que na carga leve, diminuem a tensão ao mínimo. O LDC utiliza um modelo interno de impedância do alimentador de distribuição para "encontrar" a impedância da linha. O usuário pode então ajustar os valores de R e X no compensador para melhorar a compensação.

O controlador ajusta o tape baseado na tensão do relé regulador de tensão, que é a tensão do transformador de potencial (TP) adicionado à tensão do circuito compensador de queda na linha. Se não há compensação por queda de tensão na linha, o relé regulador ajusta o tape com base nas informações do TP. Na Figura 4.17 pode-se visualizar o circuito básico de um LDC.

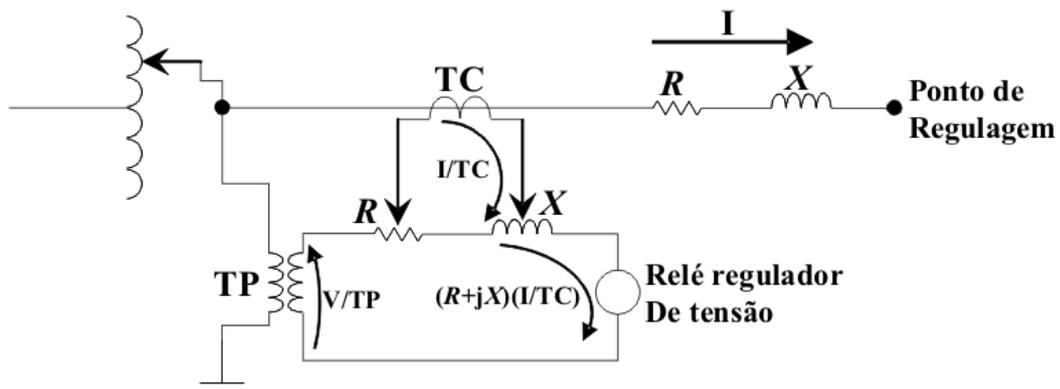


Figura 4.17 - Circuito de compensação de queda de linha.

Em uma linha de distribuição típica, os valores R e X do elemento regulador são escolhidos para que a máxima elevação de tensão seja obtida em carga pesada, enquanto que a mínima tensão seja obtida para a carga leve. Pode-se utilizar o centro de carga para se ajustar

os parâmetros do regulador para cada ponto de controle de tensão existente no sistema. Ou seja, para cada patamar de carga em estudo, estabelece um centro de carga no ponto que se deseja monitorar (seja carga equivalente de várias unidades consumidoras ou carga de apenas um consumidor) com atuação do equipamento de compensação de queda de tensão.

A utilização do centro de carga como ponto de regulação é o modo clássico para se ajustar a compensação por queda de tensão na linha. Considera-se que essa linha tenha impedâncias R_L e X_L e uma carga na ponta, como mostra a Figura 4.18.

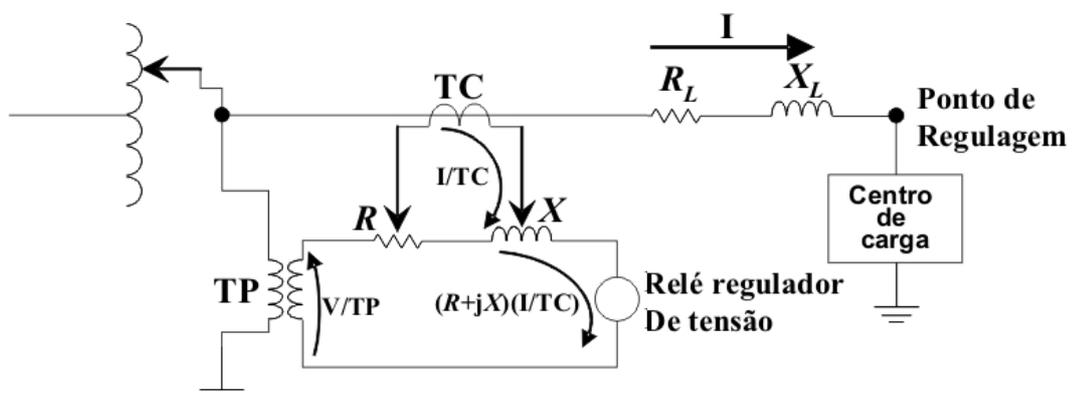


Figura 4.18 - Esquema do LDC considerando centro de carga.

Assim, os parâmetros R_{ajuste} e X_{ajuste} (equivalentes em volts) do regulador de tensão podem então ser encontrados por meio das seguintes expressões:

$$R_{ajuste} = (I_{TC} / N_{TP}) \cdot R_L \quad (4.20)$$

$$X_{ajuste} = (I_{TC} / N_{TP}) \cdot X_L \quad (4.21)$$

na qual:

R_{ajuste} → Ajuste do regulador para compensação resistiva (V).

X_{ajuste} → Ajuste do regulador para compensação reativa (V).

I_{TC} → Valor da corrente primária do transformador de corrente (A).

N_{TP} → Relação de transformação do transformador de potencial (TP) = V_1/V_2 .

R_L → Resistência da linha para o ponto de regulação (Ω).

X_L → Reatância da linha para o ponto de regulação (Ω).

Na Figura 4.19 [2] pode-se visualizar o perfil de tensão de um determinado circuito, com e sem a atuação do compensador de tensão por queda de linha.

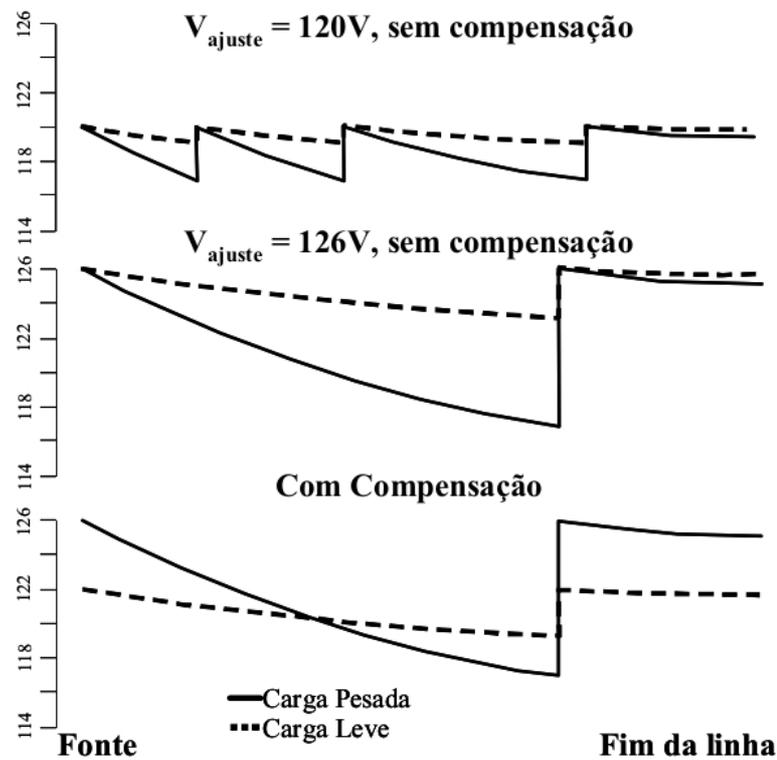


Figura 4.19 - Perfis de tensão em circuitos com várias formas de regulagem.

Fonte [20].

Dessa forma, o exemplo com tensão de ajuste de 120 V, sem compensação, demonstra que na carga pesada ocorreriam sucessivas variações de tensão ao longo da linha que demandariam vários reguladores de tensão. Já para a tensão com ajuste de 126 V, caso não se utilize o modelo com compensação, haveria problemas na carga leve com nível de tensão muito elevado nos clientes próximos do equipamento de regulação da tensão.

O método de compensação por queda de tensão na linha funciona perfeitamente para uma carga ao final da linha. Caso existam cargas distribuídas uniformemente ao longo do alimentador, com uma impedância também uniforme, pode-se manter a tensão constante no ponto médio do alimentador.

Um circuito com uma carga uniformemente distribuída tem uma queda de tensão na extremidade do alimentador igual à metade daquela que ocorreria caso todas as cargas fossem modeladas como uma só carga ao final da linha.

Uma compensação dentro dos limites de segurança, apenas se torna possível para certa quantidade de unidades consumidoras. Sobretensões nos consumidores mais próximos da subestação ocorrerão caso uma compensação excessiva seja realizada pelo regulador.

A tensão do relé regulador não pode ficar acima de determinado limite. Essa tensão máxima pode ser calculada segundo a equação (4.22).

$$V_{max} = V_{ajuste} + (fp \cdot R_{ajuste} + \text{sen}(\cos^{-1}(fp)) \cdot X_{ajuste}) \cdot I_{max} \quad (4.22)$$

onde:

V_{ajuste} é tensão ajustada do regulador (V).

R_{ajuste} é o ajuste do regulador para compensação resistiva (V).

X_{ajuste} é o Ajuste do regulador para compensação reativa (V).

fp é o Fator de potência ativa.

I_{max} é a máxima corrente de carga em p.u. relativa ao TC do regulador.

Como visto até então, o objetivo da compensação de queda de tensão na linha é manter a tensão nos consumidores dentro de uma faixa aceitável.

A Figura 4.20 indica uma corrente proporcional para a corrente de carga que flui através de uma impedância equivalente ($Z_{eq} = R + jX$). A tensão dos componentes R e X são deduzidas da tensão do barramento secundário da subestação primária para dar um sinal de resposta de tensão à carga remota.

Os valores de R e X dentro do relé são ajustados de forma a corresponder diretamente às impedâncias R_L e X_L da linha real.

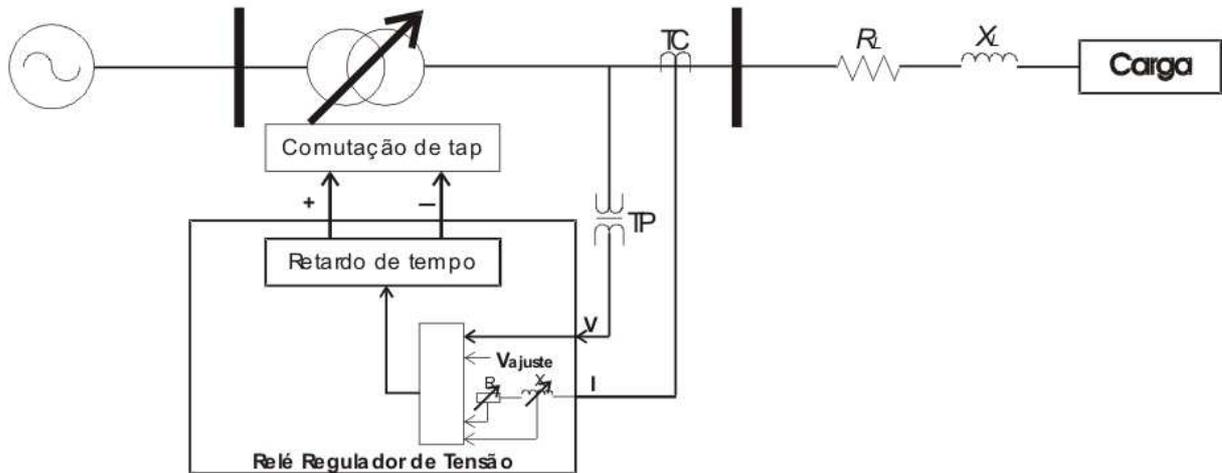


Figura 4.20 - Esquema do relé regulador de tensão com LDC.

O relé regulador de tensão possui basicamente 3 ajustes:

- Tensão de Referência: Também chamada de ponto de ajuste ou centro de banda. É a tensão desejada na saída do regulador.
- Largura de Faixa: São os limites inferior e superior, os quais a tensão do regulador deve obedecer.
- Temporização ou Tempo Morto: Tempo de espera para se iniciar uma comutação de tape a partir do momento em que a tensão do regulador extrapola os limites estabelecidos. Esse ajuste permite evitar que o regulador atue em variações curtas de tensões. A Figura 4.21 ilustra esta estratégia adotada para os relés reguladores.

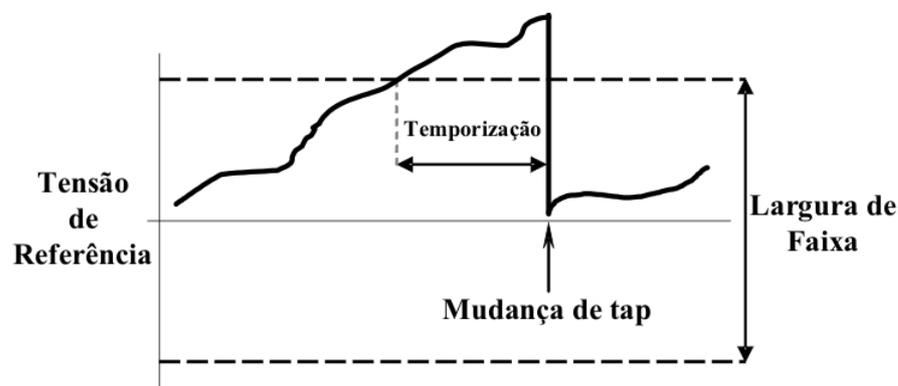


Figura 4.21- Ajustes do relé regulador de tensão.

Uma temporização elevada ou uma grande largura de faixa diminuem o número de comutações, mas a regulação de tensão fica comprometida. Uma largura de faixa estreita ou uma baixa temporização melhoram o perfil de tensão, mas acarretam maiores comutações de tape e seu conseqüente desgaste.

Os relés reguladores de tensão possuem contadores de operações que auxiliam a equipe de manutenção a identificar a melhor hora para se realizar a manutenção do dispositivo ou sua troca. Os comutadores de tape são concebidos para aproximadamente 1 milhão de operações em sua vida útil. Em condições normais, são realizadas 70 comutações por dia, um total de 25 mil por ano. Caso o número de comutações por dia seja excessivo, o contador de operações também pode ser útil, indicando que algum parâmetro está regulado de forma errada ou estão ocorrendo muitas flutuações de tensões no primário.

4.7 Metodologia de ajuste de tensão no software *DRP/DRC*

Para simulações onde são identificadas transgressões dos níveis permitidos de *DRP* e/ou *DRC* através software desenvolvido, o usuário poderá simular a ação de algumas das metodologias (dispositivos) apresentadas na seção anterior, de modo a planejar as melhores estratégias de conformidade da tensão.

As possíveis soluções disponíveis no software são: inserção de linhas de transmissão (malhando o sistema), troca dos condutores da linha, remoção de linha (trecho) e alocação ou mudança de banco de capacitores, ajuste no TAP do transformador, substituição do transformador e balanceamento de cargas entre as fases. Estas podem ser simuladas separadamente ou mesmo associadas para se chegar à melhor solução.

Uma das possibilidades de simulação mais simples é, por exemplo, considerar também uma possível variação na tensão no transformador (troca de tape). Desta forma uma nova tensão passa então a ser considerada nos cálculos de fluxo de potência, podendo assim ser observado o impacto do valor ajustado nas tensões das demais barras do circuito e conseqüentemente os índices de *DRP* e *DRC*.

Na simulação de troca de linhas, é possível simplesmente a troca de suas configurações, ou seja, troca de modelo de cabos. Esse procedimento vai ao encontro à estratégia de diminuição de quedas de tensão, já que cada modelo de linha apresenta características ôhmicas e indutivas diferentes.

Sempre, a cada simulação, as novas configurações são assumidas temporariamente sem alterar a base de dados original do sistema SGT. O fluxo de potência para a estimação das tensões é processado e as tensões em cada ponto do sistema são obtidas possibilitando verificar os impactos das alterações.

A simulação de exclusão de uma linha é algo estratégico sob o aspecto de mudança do circuito, a fim de se aproximar as cargas do transformador ou também passar um grupo de consumidores para outro transformador.

Outra solução possível, no caso de transgressões, é a inserção de banco de capacitores. O software oferece uma lista de bancos de capacitores trifásicos, com valores de potência reativa comercial. Esta simulação permite ao usuário identificar uma localização ideal e também o nível de potência do banco para a correção das transgressões.

4.8 Considerações Finais

A idéia deste capítulo foi apresentar ao leitor toda a complexidade existente na simulação de uma rede de distribuição para fins de análise de *DRP* e *DRC*.

Mostrou-se toda necessidade de modelagem da rede, com seus mais diversos elementos, incluindo a representação dos consumidores de BT com suas curvas de carga típicas, tratadas estatisticamente, para se rodar um fluxo de carga e obter o perfil de tensão ao longo dos diversos pontos de interesse, estimando-se assim os índices *DRP* e *DRC* para dadas condições.

Além disso, foi mostrado que a ferramenta computacional permite comunicação automática com banco de dados do SGT, além de permitir, após a análise de casos, adicionar

mudanças na rede para a verificação das melhorias ou não dos níveis de tensão. Neste quesito, pode-se trocar linhas, eliminar linhas adicionar bancos de capacitores ou alterar a tensão de referência simulando um comutador de tape.

No próximo capítulo desta dissertação, será exposta a ferramenta propriamente dita, considerando todas as suas funcionalidades e aplicabilidades.

Capítulo 5

A Ferramenta Computacional

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os aplicativos disponíveis na ferramenta computacional (Simulador DRP e DRC), ou seja, cada macro do software será apresentado visando mostrar o desenvolvimento realizado como fruto de um P&D ANEEL, o qual se insere também esta dissertação de mestrado. Este texto serve ainda para mostrar como o usuário poderá carregar os dados, configurar a simulação e analisar os relatórios de saída.

5.2 Ferramenta para simulação e cálculo de quedas de tensão

O Software aqui descrito é a ferramenta fundamental deste trabalho, já que o mesmo permitirá às áreas de qualidade e planejamento da CELG D, não só um estudo do risco regulatório com as exigências do PRODIST – MÓDULO 8 [2], mas também sucessivos estudos de pequenos e grandes circuitos em qualquer tempo, mostrando a real situação da rede quanto a ocorrências ou não de *DRPs* e *DRCs*.

Esse software, inédito no setor elétrico, foi desenvolvido em Visual Basic Net (VB.net), com a ajuda da equipe da UNIFEI, em Itajubá. A ferramenta tende a evoluir de modo a apresentar a máxima precisão possível nas simulações, se tornando assim um aplicativo de uso contínuo e que possibilita grande redução de custos para a empresa, bem como melhorias da qualidade de seus serviços.

As seções seguintes irão detalhar e ilustrar as diversas funções, suas características e aplicabilidades.

5.3 Ilustração dos Menus da Tela Principal do software

Ao rodar o software "Simulador DRP e DRC" uma tela principal será apresentada ao usuário, conforme Figura 5.1.

O primeiro elemento do menu principal a ser observado é o ‘SGT/CBILL’ que aciona conexão on-line com banco de dados do SGT e CBILL da CELG D. Basta acioná-lo que o programa fique conectado ao banco de dados.

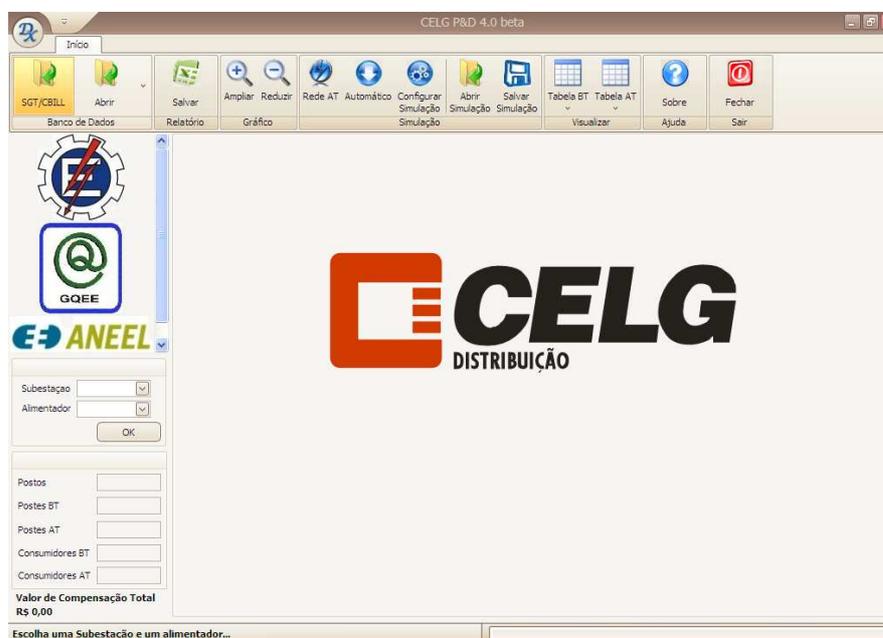


Figura 5.1 - Menu SGT/CBILL.

Na sequência o menu ‘Abrir’ proporciona ao usuário a possibilidade de trabalhar *off-line*, ou seja, com um banco de dados previamente gravado em arquivo local usando o Access da Microsoft. A Figura 5.2 ilustra tal operação.

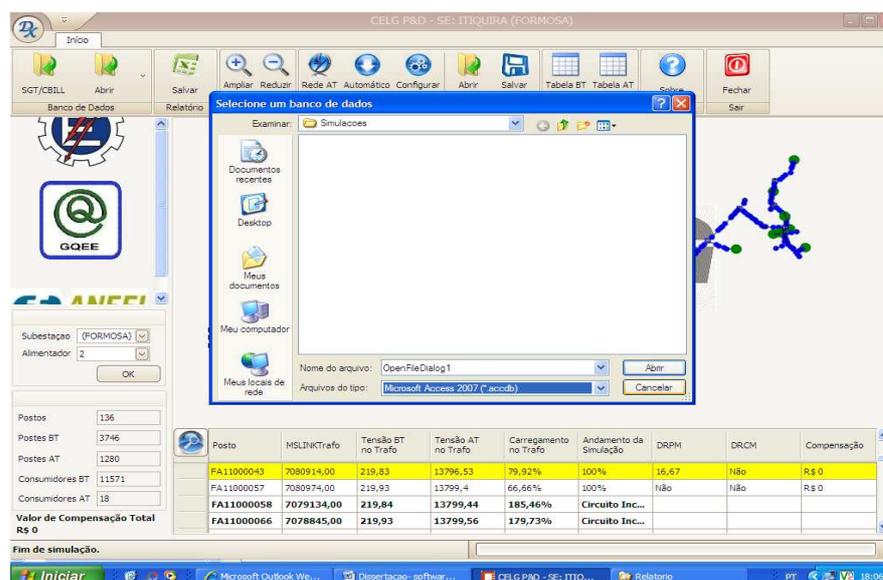


Figura 5.2 - Menu Abrir.

O menu ‘Salvar’, oferece ao usuário a possibilidade de salvar um relatório, em Excel, contendo os resultados de simulação de um alimentador e seus elementos. Este relatório apresenta uma forma resumida, contendo basicamente a lista por circuito ou posto de transformação, e os valores de tensão BT e AT, carregamento, DRPM e DRCM, assim como outras informações, conforme mostrado na Figura 5.3. Nota: posto é denominação atribuída à estrutura onde se encontra instalado o transformador de Alta Tensão para Baixa Tensão.

Posto	MSLINK	Tensão BT	Tensão AT	Carregamento	DRPM	DRCM	Compensação
FA11000001	7081696,00	219,9	13799,9	118,37%	12,5	Não	R\$ 0
FA11000002	7081500,00	219,88	13796,61	75,20%			
FA11000007	7081705,00	219,96	13799,87	77,94%	Não	Não	R\$ 0
FA11000008	7081805,00	219,9	13798,96	104,58%	25	12,5	R\$ 0
FA11000009	7081931,00	219,83	13794,48	101,39%	Não	Não	R\$ 0
FA11000010	7081831,00	219,8	13792,09	84,37%	12,5	Não	R\$ 0
FA11000011	7081835,00	219,83	13791,42	73,37%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000018	7079919,00	219,96	13799,75	68,67%			
FA11000020	7079970,00	219,88	13796,7	80,10%	12,5	Não	R\$ 0
FA11000021	7080016,00	219,97	13799,87	56,44%	Não	Não	R\$ 0
FA11000022	7081734,00	219,9	13799,57	107,10%	Não	Não	R\$ 0
FA11000023	7079999,00	219,91	13799,69	94,77%	Não	Não	R\$ 0
FA11000024	7079996,00	219,97	13799,26	24,87%	Não	Não	R\$ 0
FA11000025	7080027,00	219,89	13799,57	95,69%	Não	Não	R\$ 0
FA11000026	7080080,00	219,92	13799,39	52,45%			
FA11000027	7160649,00	219,95	13799,85	57,36%	20,83	20,83	R\$ 0
FA11000033	7079866,00	219,96	13799,46	88,14%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000034	7079890,00	219,94	13799,82	67,01%			
FA11000035	7079424,00	219,94	13799,75	64,42%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000036	7079672,00	219,93	13798,37	81,17%	Não	Não	R\$ 0
FA11000037	7079266,00	219,93	13797,92	50,77%	Não	Não	R\$ 0
FA11000041	7080476,00	219,9	13797,37	68,54%	Não	Não	R\$ 0
FA11000042	7080520,00	219,92	13799,54	122,56%	27,5	Não	R\$ 0

Figura 5.3 - Exemplo de relatório resumido a ser salvo.

Os menus ‘Ampliar’ e ‘Reduzir’, oferece possibilidade atribuir mais ou menos zoom na ilustração gráfica.

Cabe já mencionar que a ilustração gráfica irá representar todo o sistema a ser simulado e trabalhado, contendo todos os elementos de rede já previamente comentados (postes, transformadores, cabos, carga, etc.). A Figura 5.4 mostra a tela contendo um sistema em trabalho, sobre o qual a ferramenta de zoom pode ser aplicada.

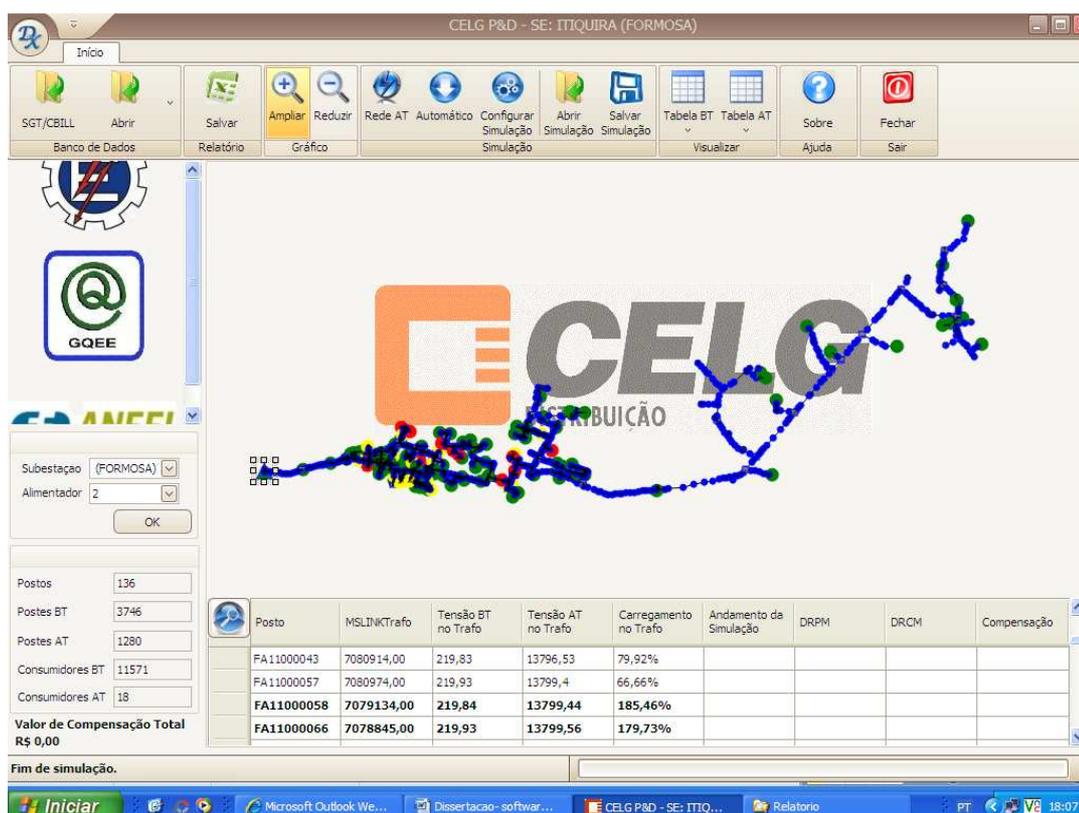


Figura 5.4 - Menu Ampliar e Reduzir.

O menu 'Rede AT' permite ao usuário simplificar e agilizar as simulações quando o objetivo do estudo é apenas a análise de trechos da rede e não do alimentador completo carregado na memória do programa. Esta alternativa é útil, pois possibilita ao usuário simular apenas as tensões de AT e, conseqüentemente, carregar o software apenas com os dados de tensão simulada até a entrada dos circuitos de baixa tensão. Dessa forma, após determinação dos níveis de tensão para os pontos de AT, basta selecionar circuito BT desejável e prosseguir na simulação.

A Figura 5.5 mostra que ao se apertar o menu 'Rede AT', o programa inicia a simulação do nível de tensão em todos os postes de Alta Tensão adotando uma equivalência das cargas no posto de transformação da tensão.



Figura 5.5 - Menu Rede AT.

O menu 'Automático' permite ao usuário simular de forma simplificado todos circuitos carregados da base de dados, seja AT ou BT.

Considerando que o sistema a ser simulado já esteja montado, com todos os parâmetros desejados ajustados e a configuração da simulação já esteja preparada, basta então clicar no Menu 'Automático' (Figura 5.6) e aguardar aviso de fim da simulação. O programa irá rodar durante alguns segundos ou minutos, dependendo do tamanho do sistema, e em seguida, após o aviso de simulação completada, os resultados poderão ser visualizados, analisados, exportados, guardados, etc.



Figura 5.6 - Menu Automático.

O menu 'Configurar Simulação' é o elemento que permite alterar ou estabelecer ajustes para uma desejada simulação. Dessa forma, utiliza-se esse menu sempre antes de acionar o menu automático. Neste caso, uma janela será aberta, conforme mostra a Figura 5.7.



Figura 5.7 - Menu Configurar Simulação.

A parametrização de faz considerando:

- 1- Tensão de Saída da SE: permite estabelecer nível de tensão na saída da Subestação/Alimentador.
- 2- P/hora: permite digitar nível de tensão para cada hora na saída do Subestação/Alimentador (aproveitar medições existentes de tensão neste ponto). Ver Figura 5.8.
- 3- Fixar Tensão Primária: estabelece uma tensão constante na Rede AT em um valor pré-estabelecido. Ferramenta útil para os casos onde não é desejável calcular tensões na AT.
- 4- Curvas Típicas: permite ajustar o carregamento por hora de cada tipo de consumidor. Ver Figura 5.9.
- 5- Tensão Secundária BT: permite estabelecer nível de tensão na saída dos Transformadores/Postos.
- 6- Fixar Tensão Secundária: estabelece tensão constante na saída (BT) dos transformadores. Isto é útil quando é conhecida a tensão na saída secundária do transformador, através de medição, e a meta é simular o nível de tensão apenas em determinado(s) circuito(s) de BT.
- 7- Intervalo Precário Inferior e Superior: permite ajustar os limites de tensão precária quando houver alteração legal destes valores.
- 8- Intervalo Crítico Inferior e Superior: permite ajustar os limites de tensão crítica quando houver alteração legal destes valores.

- 9- Restaurar Padrões: Permite recuperar automaticamente os parâmetros de Tensão, Limite 1 ϕ (limite de tensão Precária e Crítica para rede Monofásica) e Limite 3 ϕ (limite de tensão Precária e Crítica para Rede Trifásica), conforme estabelecido no PRODIST Módulo nº 8, Revisão-2 [2].
- 10-Intervalo de Variância: Permite estabelecer intervalo de variação das cargas na confecção da curva típica, inclusive o método desejável, seja este "Erro Padrão" ou "Monte Carlo";

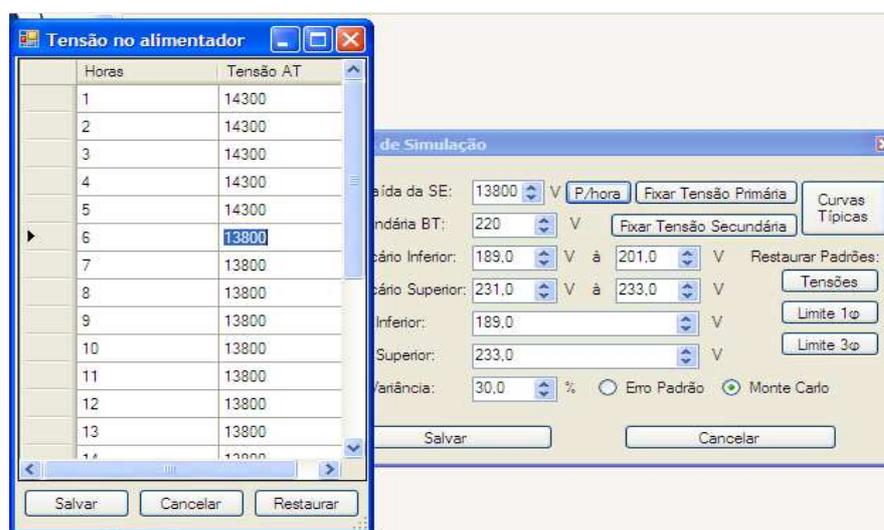


Figura 5.8 - Janela Tensão P/hora.

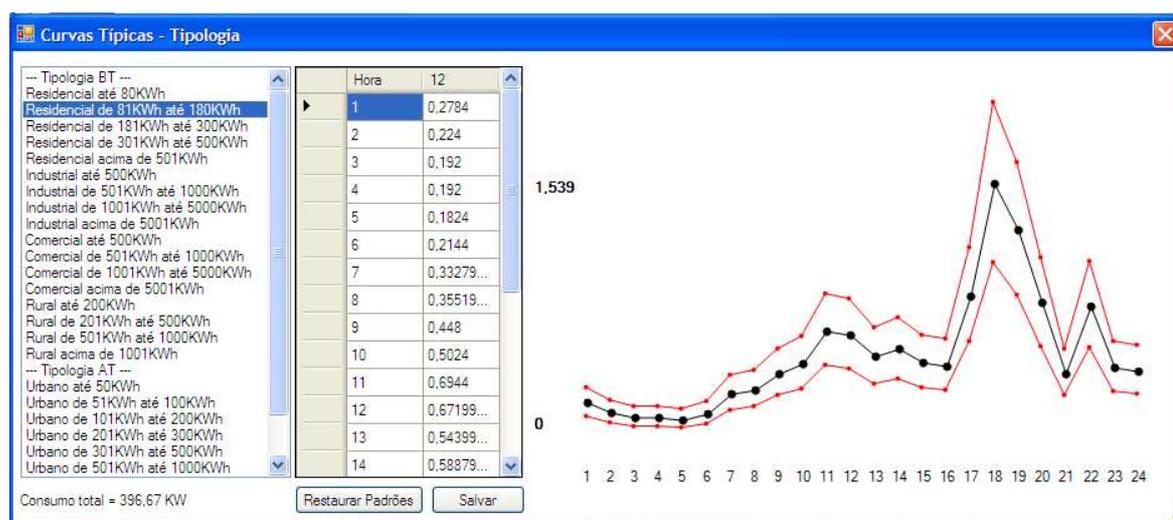


Figura 5.9 - Janela Curvas Típicas.

Os menus 'Abrir Simulação' e 'Salvar Simulação' permitem ao usuário carregar (ou salvar) um alimentador já simulado, e assim prosseguir os estudos e intervenções de melhoria

quando for necessário, sem haver perda do trabalho prévio. A Figura 5.10 mostra a tela onde se pode selecionar uma simulação previamente trabalhada.

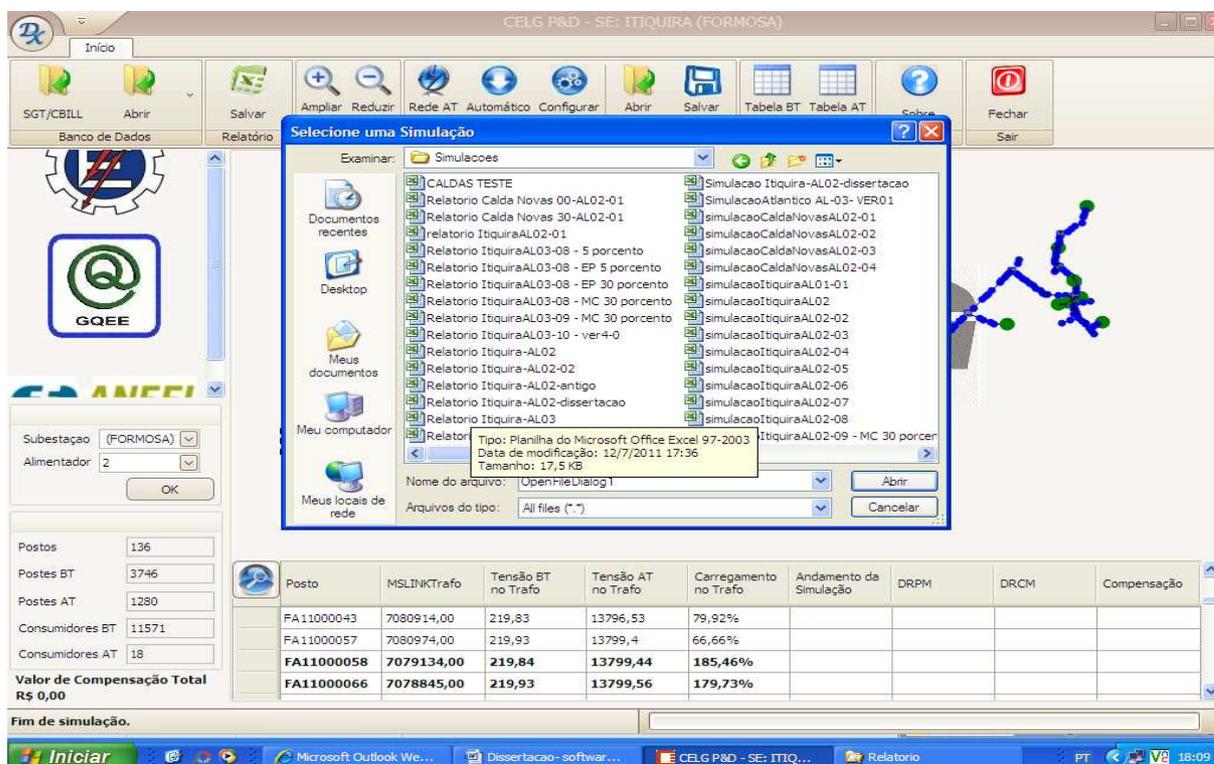


Figura 5.10 - Menu Abrir Simulação.

O menu 'Tabela BT' permite visualizar os dados da rede de Baixa Tensão carregados do banco de dados SGT. Para isso basta selecionar um dos atributos disponibilizados na janela, conforme ilustrado na figura 5.11. Pode-se escolher Barras, Linhas, Consumidores, Iluminação Pública, Consumo, Tipologia ou Rendimento do Transformador.



Figura 5.11 - Menu Tabela BT.

Por exemplo, a Figura 5.12 mostra a Tabela BT, relacionando todo o consumo de consumidores mês a mês.

Index	Cliente	Posto	mes1	mes2	mes3	mes4	mes5	mes6	mes7
1	610076577.00	FA11000070	68	52	47	41	50	55	50
2	610068856.00	FA11000070	558	629	347	219	225	854	680
3	610088981.00	FA11000070	0	0	0	0	0	0	0
4	610058990.00	FA11000070	30	96	99	111	98	61	57
5	610061719.00	FA11000070	142	127	131	156	142	131	151
6	610089997.00	FA11000070	389	397	392	463	712	895	895
7	610097694.00	FA11000070	250	203	283	275	277	252	248
8	610088956.00	FA11000070	262	154	231	160	135	114	126
9	610088841.00	FA11000070	72	55	45	45	51	64	70
10	610131606.00	FA11000070	117	111	127	134	109	103	116
11	610091487.00	FA11000070	225	245	175	165	138	92	102
12	610102229.00	FA11000070	130	95	105	178	157	157	185
13	610110834.00	FA11000070	138	99	102	113	96	81	100
14	610101997.00	FA11000070	94	90	37	29	41	85	43
15	610104184.00	FA11000070	122	130	111	115	121	125	117
16	610107215.00	FA11000070	411	207	197	177	213	187	167
17	610097787.00	FA11000070	62	40	50	60	54	45	44
18	610112235.00	FA11000070	192	206	177	196	207	196	183
19	610108372.00	FA11000070	0	0	0	0	55	108	128
20	610143025.00	FA11000070	0	0	2	0	0	19	27
21	610112790.00	FA11000070	112	85	103	92	118	114	125
22	610123269.00	FA11000070	30	0	68	0	0	0	88
23	610120104.00	FA11000070	122	131	120	130	126	114	100
24	610146543.00	FA11000070	161	169	191	168	170	128	77
25	610114153.00	FA11000070	344	374	312	341	404	258	147
26	610106399.00	FA11000070	108	0	44	185	132	208	271
27	610114165.00	FA11000070	82	62	61	110	83	87	106
28	610124948.00	FA11000070	114	112	96	103	112	103	97
29	610116514.00	FA11000070	86	65	58	174	0	0	0
30	610122228.00	FA11000070	107	96	24	78	137	177	194

Figura 5.12 - Abrindo dados de consumo BT.

Por sua vez o menu ‘Tabela AT’ permite visualizar os dados da rede de Alta Tensão, selecionando-se no sub-menu um dos atributos disponibilizados, conforme ilustrado na Figura 5.13. O sub-menu contém Barras, Trechos, Consumidores, Consumo, Tipologia e Instalação.



Figura 5.13 - Menu Tabela AT.

A Figura 5.14 mostra uma tabela relacionando dados de instalações de AT.

MSLINK_POSTE	POTENCIA	TENSAO_ALIM	Z%	TAP
7160649.00	112	13800.00	0.035	
7081142.00	112	13800.00	0.035	
7081086.00	112	13800.00	0.035	
7079890.00	112	13800.00	0.035	
7079819.00	75	13800.00	0.035	
7079970.00	112	13800.00	0.035	
7079866.00	45	13800.00	0.035	
7079996.00	112	13800.00	0.035	
7080046.00	30	13800.00	0.035	
7080104.00	75	13800.00	0.035	
7080018.00	150	13800.00	0.045	
7081221.00	112	13800.00	0.035	
7080169.00	75	13800.00	0.035	
7078855.00	75	13800.00	0.035	
7081117.00	45	13800.00	0.035	
7081205.00	75	13800.00	0.035	
7078845.00	45	13800.00	0.035	
7080027.00	150	13800.00	0.045	
7080011.00	112	13800.00	0.035	
7079730.00	112	13800.00	0.035	
7081241.00	45	13800.00	0.035	
7078993.00	112	13800.00	0.035	
7079999.00	112	13800.00	0.035	
7080016.00	112	13800.00	0.035	
7080080.00	150	13800.00	0.045	
7079754.00	75	13800.00	0.035	
7081267.00	10	13800.00	0.05	
7078585.00	45	13800.00	0.035	
7079773.00	75	13800.00	0.035	
7080259.00	0	13800.00	0	
7081400.00	15	13800.00	0.035	

Figura 5.14 - Abrindo dados de Instalação AT.

O menu 'Sobre' traz apenas informações de desenvolvimento do software e menu 'Fechar' permite finalizar e encerrar o programa.

5.4 Ilustração dos Menus da Tela Secundária do software

Para visualizar os menus da Tela Secundária é necessário simular um determinado alimentador e selecionar um Posto, ou seja, um circuito de baixa tensão. Como exemplo, suponha o carregamento do Posto FA11000008, do Alimentador nº 2, Subestação Itiquira da CELG D.

Cabe mencionar que os Postos estão listados na tela principal do software em ordem crescente e para selecioná-los, basta um duplo clique sobre o posto de interesse.

Uma vez carregado o posto, uma janela irá se abrir mostrando todo circuito de BT, conforme se pode ver na Figura 5.15. Além do circuito, a janela vem com um menu secundário, o qual é composto de diversos ícones, cada qual permitindo um aplicativo conforme explicado a seguir.

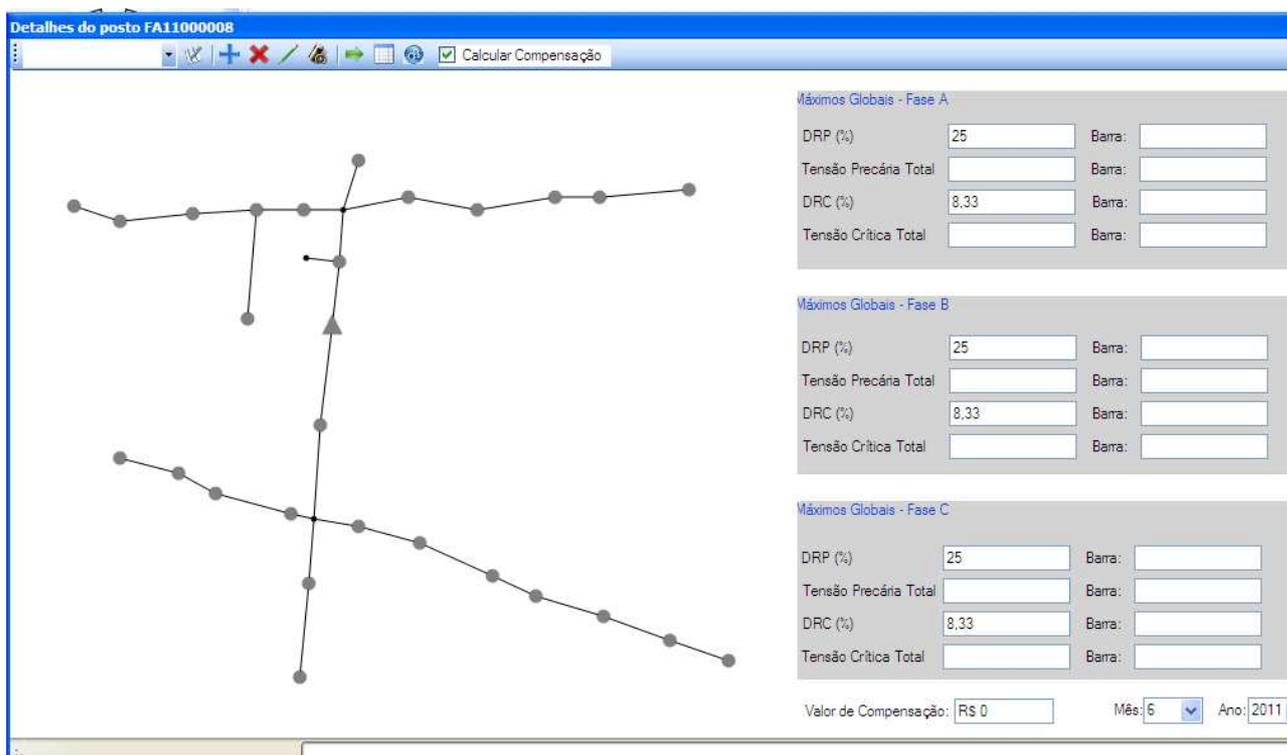


Figura 5.15 - Exemplo de Tela Secundária

São ícones do Menu Secundário:



- Permite abrir relatório do ponto ou poste que se deseja. Cabe mencionar que o relatório também pode ser aberto com um duplo clique sobre o Poste (pontos contidos no circuito);



- Permite adicionar uma ou mais linhas no circuito, ou seja, fazer interligações;



- Permite excluir uma ou mais linhas no circuito;



- Permite editar uma linha escolhida, ou seja, alterar o tipo de cabo;



- Permite adicionar um Banco Capacitor no local ou poste escolhido;



- Permite simular o circuito BT carregado, considerando as alterações ou ajustes realizados;



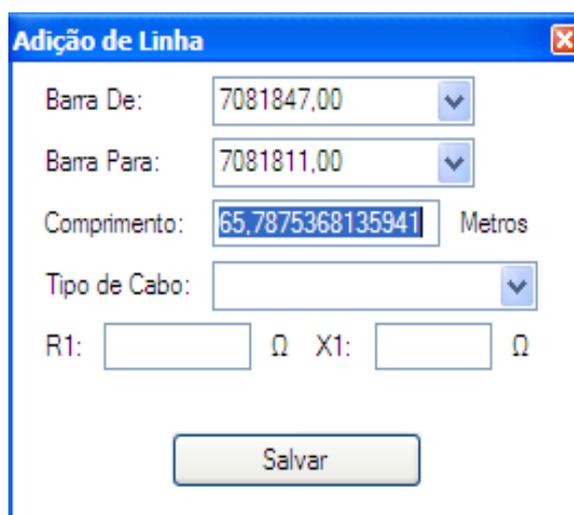
- Permite visualizar os dados do circuito BT;



- Permite substituir o transformador escolhido, ajustar o tape e lançar, caso exista, medições de tensão por hora na saída do transformador;

Calcular Compensação - Permite habilitar o cálculo da compensação financeira, ou seja, conectar ao CBILL (sistema de gestão do faturamento da CELG D) para obter dados de mercado;

As Figuras 5.16 a 5.19 são ilustrações das telas contendo os ajustes mencionados.

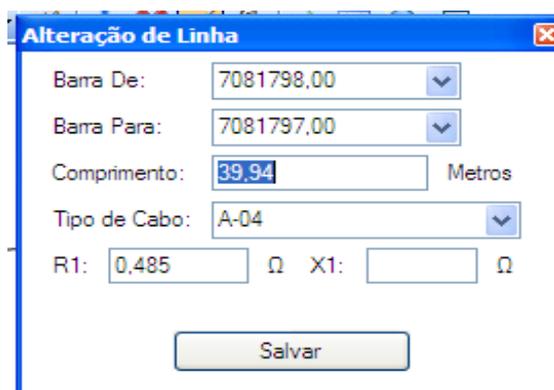


A tela de "Adição de Linha" apresenta os seguintes campos de entrada:

- Barra De: 7081847,00
- Barra Para: 7081811,00
- Comprimento: 65,7875368135941 Metros
- Tipo de Cabo: (campo vazio)
- R1: (campo vazio) Ω X1: (campo vazio) Ω

Um botão "Salvar" está localizado na base da tela.

Figura 5.16 - Tela de Adição de linha

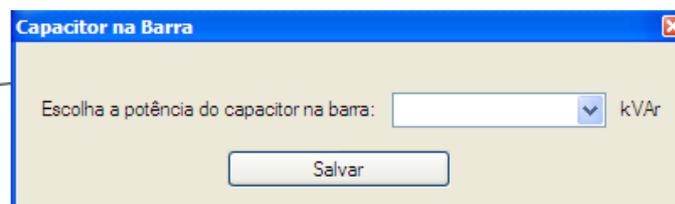


A tela de "Alteração de Linha" apresenta os seguintes campos de entrada:

- Barra De: 7081798,00
- Barra Para: 7081797,00
- Comprimento: 39,94 Metros
- Tipo de Cabo: A-04
- R1: 0,485 Ω X1: (campo vazio) Ω

Um botão "Salvar" está localizado na base da tela.

Figura 5.17 - Tela de Alteração de linha



A tela de "Capacitor na Barra" apresenta o seguinte campo de entrada:

- Escolha a potência do capacitor na barra: (campo vazio) kVAr

Um botão "Salvar" está localizado na base da tela.

Figura 5.18 - Tela de Inserir banco de capacitor

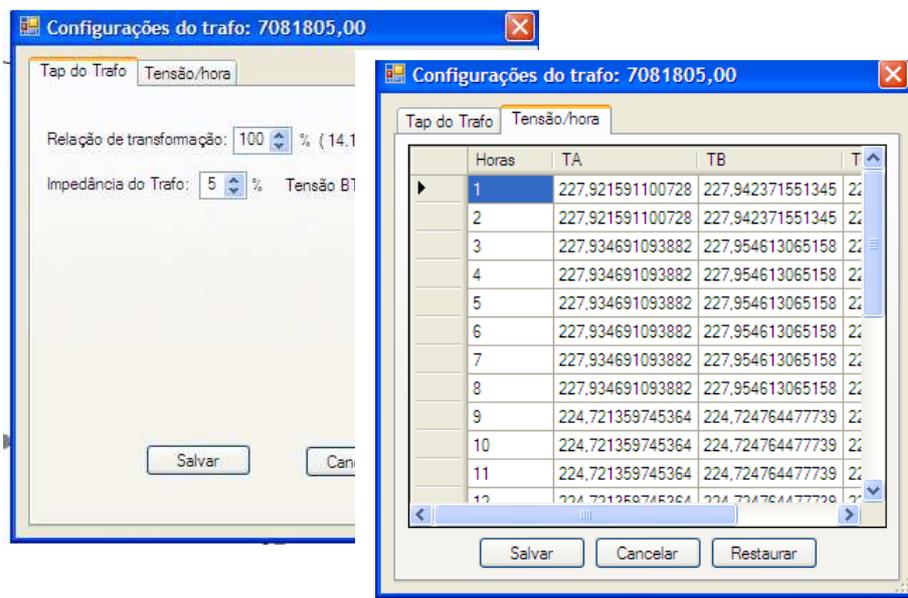


Figura 5.19 - Tela de Configuração do Transformador

Nota: no diagrama unifilar, um o transformador é sempre representado por um triângulo.

5.5 Estudo de caso, simulação do Alimentador n° 2, subestação Itiquira, CELG D

Com objetivo de demonstrar rotina de utilização do software, foram realizadas simulações e intervenções no Alimentador n° 2 (completo) da Subestação Itiquira, visando melhoria do perfil de tensão.

O primeiro passo é clicar no menu ‘SGT/CBILL’ para que o software conecte à base de dados do SGT e CBILL da CELG D. A atual versão já utiliza da base de dados provenientes do SGT da CELG D de forma on-line.

Após o link com a base de dados, usuário seleciona a subestação e alimentador de interesse, conforme ilustrado na Figura 5.20.

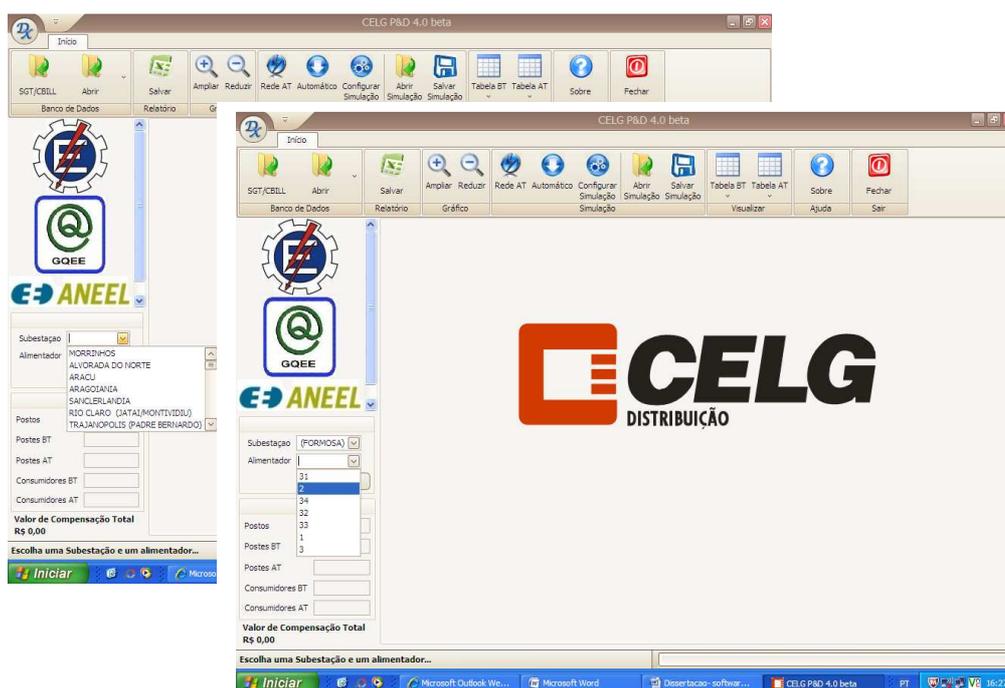


Figura 5.20 - Caixa de diálogo, selecionar SE e AL

Confirmada a ação, o alimentador começa a ser carregado, conforme ilustra a sequência de figuras: Figura 5.21: durante o carregamento com a mensagem “Desenhando o alimentador, por favor, aguarde”. Figura 5.22: Finalizado o carregamento com mensagem “Pronto para simular Alimentador”.

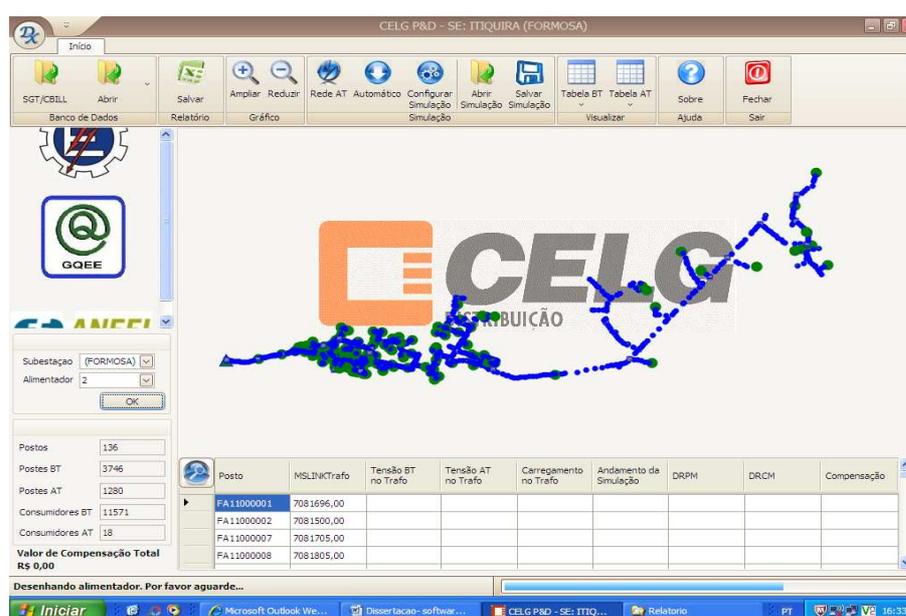


Figura 5.21 - Tela carregando alimentador

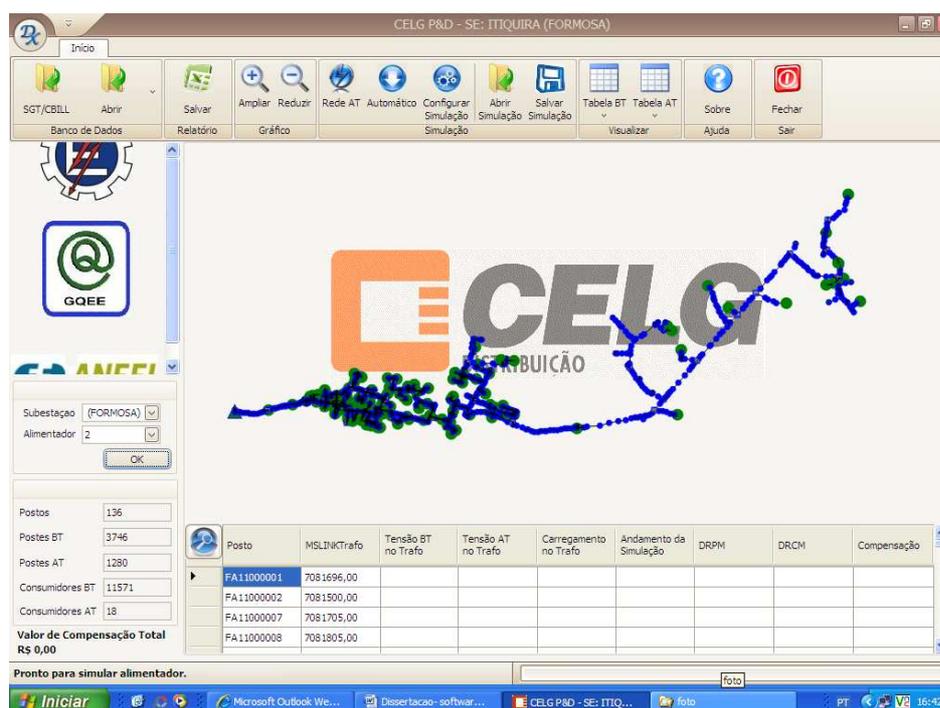


Figura 5.22 - Alimentador carregado, pronto para simulação

Tendo sido os dados carregados e o sistema modelado, passa-se a definir ou ajustar as configurações para simulação. Dessa forma, clicando no menu ‘Configurar Simulação’, o valor de "tensão por hora" que é a tensão de saída do alimentador (resultante de medições realizadas na subestação) é escolhida, conforme mostra a Figura 5.23.

Neste exemplo as demais configurações são mantidas conforme valores “default” do software. Neste caso, naturalmente, são usados os limites de DRP e DRC definidos no PRODIST – MÓDULO 8 [2], para redes trifásicas. O método de tratamento do consumo é ajustado em "Monte Carlo", com variância de 30%, para estimação das cargas e modelagem das curvas típicas.

Realizados estes simples ajustes, clica-se no menu ‘Automático’ e a simulação de toda rede AT e BT (alimentador 2, SE Itiquira) é iniciada, conforme mostra as Figuras 5.24 a 5.26.

The screenshot shows the 'Configurar simulação' dialog box with the following settings:

- Tensão da SE: 13800 V
- Modo de Simulação: P/hora
- Fixar Tensão Primária: [X]
- Curvas Típicas: [X]
- Fixar Tensão Secundária: [X]
- Tensão Inferior: 189,0 V à 201,0 V
- Tensão Superior: 231,0 V à 233,0 V
- Restaurar Padrões: [X]
- Limite 1: [X]
- Limite 2: [X]
- Limite 3: [X]
- Variação: 30,0 %
- Erro Padrão: [X]
- Monte Carlo: [X]

The main window displays a table of AT voltage data:

Horas	Tensão AT
1	14300
2	14300
3	14300
4	14300
5	14300
6	13800
7	13800
8	13800
9	13800
10	13800
11	13800
12	13800
13	13800
14	13800

The main window also displays a table of posts:

Posto	MSLINKTrafo	Tensão BT no Trafo	Tensão AT no Trafo	Carregamento no Trafo	Andamento da Simulação	DRPM	DRCM	Compensação
FA11000001	7081696,00							
FA11000002	7081500,00							
FA11000007	7081705,00							
FA11000008	7081805,00							

Summary statistics:

- Postos: 136
- Postos BT: 3746
- Postos AT: 1280
- Consumidores BT: 11571
- Consumidores AT: 18
- Valor de Compensação Total: R\$ 0,00

Status: Pronto para simular alimentador.

Figura 5.23 - Configurar simulação, menu 'P/hora'

The screenshot shows the simulation monitoring screen with the following settings:

- Subestação: (FORMOSA)
- Alimentador: 2
- Postos: 136
- Postos BT: 3746
- Postos AT: 1280
- Consumidores BT: 11571
- Consumidores AT: 18
- Valor de Compensação Total: R\$ 0,00

The main window displays a table of posts:

Posto	MSLINKTrafo	Tensão BT no Trafo	Tensão AT no Trafo	Carregamento no Trafo	Andamento da Simulação	DRPM	DRCM	Compensação
FA11000001	7081696,00							
FA11000002	7081500,00							
FA11000007	7081705,00							
FA11000008	7081805,00							

Status: Estimando cargas dos postos de BT. Por favor aguarde...

Figura 5.24 - Tela de acompanhamento da simulação

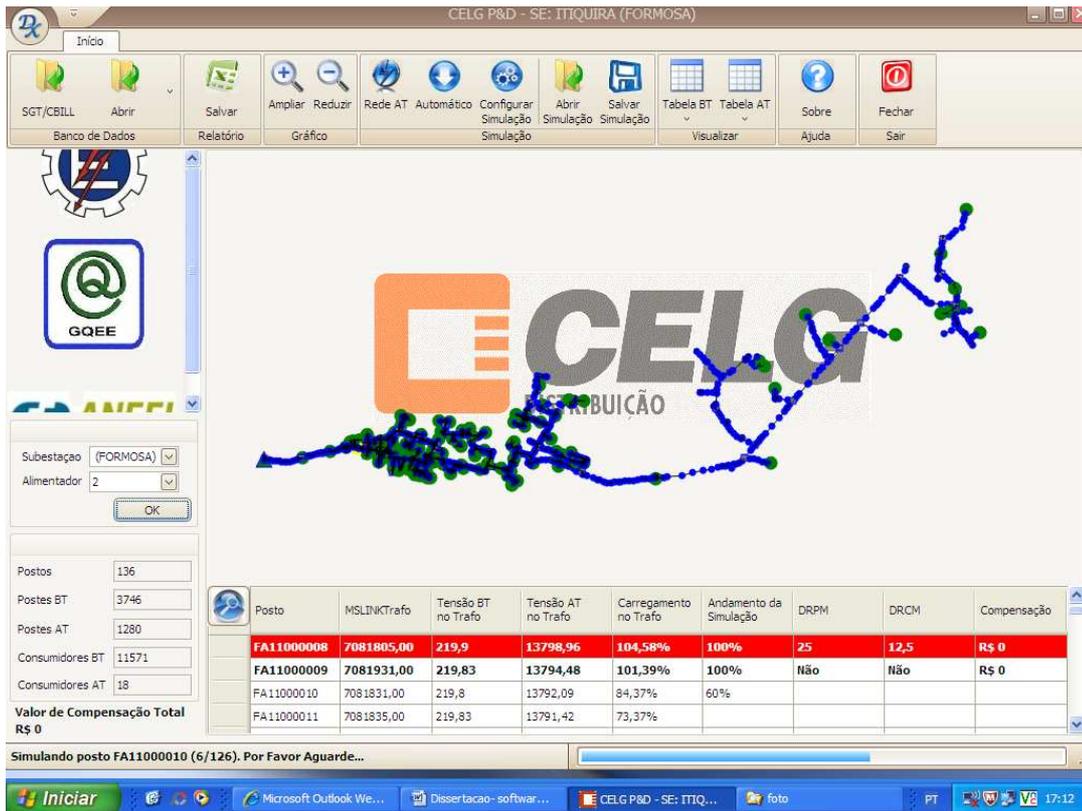


Figura 5.25 - Tela de acompanhamento da simulação

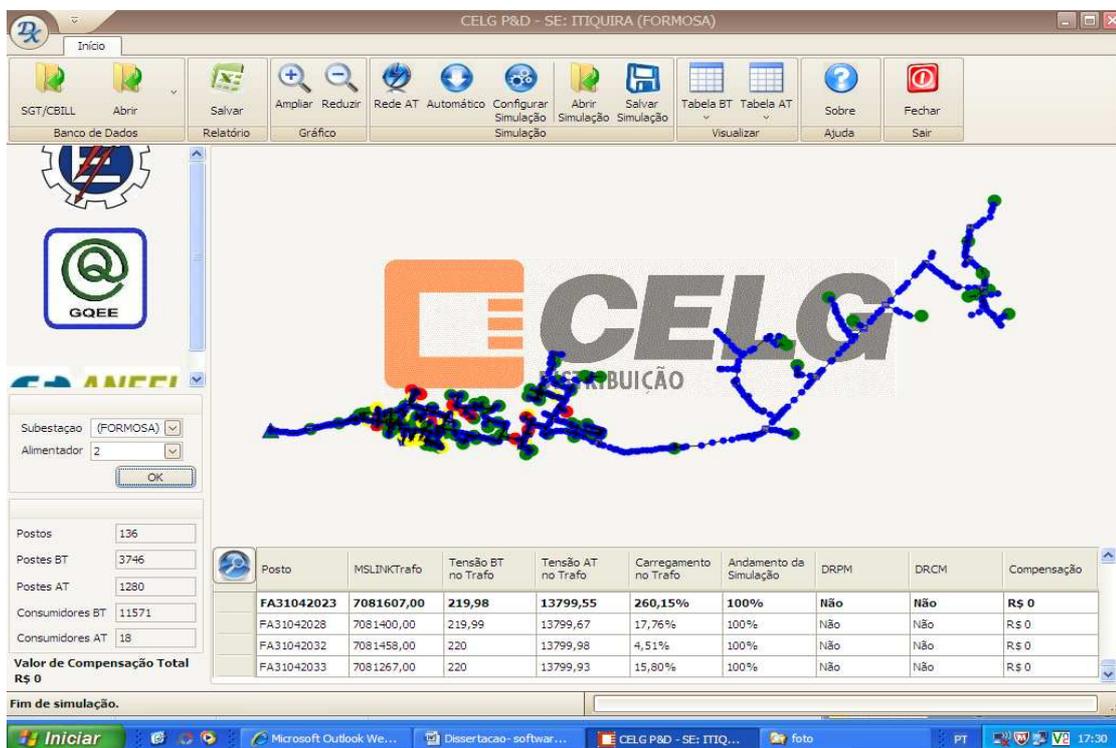


Figura 5.26 - Tela de aviso de fim da simulação

Concluída a simulação automática, utiliza-se o menu ‘Salvar Relatório’, gerando assim um resumo das informações gerais de carregamento do circuito contendo ainda as transgressões de tensão (*DRPM* e *DRCM*) por posto de transformação, conforme Tabela 5.1

Tabela 5.1 - Relatório da Simulação

Relatório da Simulação							
Subestação: Itiquira (Formosa) – AI: 2							
12/7/2011 – 17:30				Valor Total de compensação: R\$ 0			
Posto	MSLINK	Tensão BT	Tensão AT	Carregamento	DRPM	DRCM	Compensação
FA11000001	7081696,00	219,9	13799,9	118,37%	12,5	Não	R\$ 0
FA11000002	7081500,00	219,88	13796,61	75,20%			
FA11000007	7081705,00	219,96	13799,87	77,94%	Não	Não	R\$ 0
FA11000008	7081805,00	219,9	13798,96	104,58%	25	12,5	R\$ 0
FA11000009	7081931,00	219,83	13794,48	101,39%	Não	Não	R\$ 0
FA11000010	7081831,00	219,8	13792,09	84,37%	12,5	Não	R\$ 0
FA11000011	7081835,00	219,83	13791,42	73,37%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000018	7079919,00	219,96	13799,75	68,67%			
FA11000020	7079970,00	219,88	13796,7	80,10%	12,5	Não	R\$ 0
FA11000021	7080016,00	219,97	13799,87	56,44%	Não	Não	R\$ 0
FA11000022	7081734,00	219,9	13799,57	107,10%	Não	Não	R\$ 0
FA11000023	7079999,00	219,91	13799,69	94,77%	Não	Não	R\$ 0
FA11000024	7079996,00	219,97	13799,26	24,87%	Não	Não	R\$ 0
FA11000025	7080027,00	219,89	13799,57	95,69%	Não	Não	R\$ 0
FA11000026	7080080,00	219,92	13799,39	52,45%			
FA11000027	7160649,00	219,95	13799,85	57,36%	20,83	20,83	R\$ 0
FA11000033	7079866,00	219,96	13799,46	88,14%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000034	7079890,00	219,94	13799,82	67,01%			
FA11000035	7079424,00	219,94	13799,75	64,42%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000036	7079672,00	219,93	13798,37	81,17%	Não	Não	R\$ 0
FA11000037	7079266,00	219,93	13797,92	50,77%	Não	Não	R\$ 0
FA11000041	7080476,00	219,9	13797,37	68,54%	Não	Não	R\$ 0
FA11000042	7080530,00	219,92	13799,54	123,56%	37,5	Não	R\$ 0
FA11000043	7080914,00	219,83	13796,53	79,92%	16,67	Não	R\$ 0
FA11000057	7080974,00	219,93	13799,4	66,66%	Não	Não	R\$ 0
FA11000058	7079134,00	219,84	13799,44	185,46%			
FA11000066	7078845,00	219,93	13799,56	179,73%			
FA11000067	7079322,00	219,87	13797,83	113,93%			
FA11000068	7078855,00	219,85	13797,46	198,44%	16,67	12,5	R\$ 0
FA11000069	7078629,00	219,92	13799,25	114,90%	8,33	Não	R\$ 0
FA11000070	7078466,00	219,89	13797,89	245,31%	12,5	16,67	R\$ 0
FA11000071	7078482,00	219,87	13799,38	207,25%	4,17	Não	R\$ 0
FA11000075	7080226,00	219,92	13798,43	165,34%	12,5	4,17	R\$ 0
FA11038925	7080699,00	219,82	13795,93	138,67%	33,33	25	R\$ 0
FA11046850	7080714,00	219,87	13798,61	126,67%	8,33	Não	R\$ 0
FA11046851	7080732,00	219,94	13799,41	67,59%	16,67	12,5	R\$ 0
FA11046856	7081142,00	219,91	13799,37	97,21%			
FA11053549	7079773,00	219,9	13799,31	158,55%	16,67	4,17	R\$ 0
FA11053613	7079353,00	219,93	13798,47	227,40%	Não	Não	R\$ 0

FA11053623	7079730,00	219,75	13792,03	146,66%	12,5	8,33	R\$ 0
FA11053625	7079644,00	219,9	13799,07	144,31%	12,5	8,33	R\$ 0
FA11062285	7079463,00	219,89	13797,74	84,18%	16,67	Não	R\$ 0
FA11062326	7081086,00	219,96	13799,75	43,22%	Não	Não	R\$ 0
FA11068106	7081491,00	219,88	13796,11	100,76%	Não	Não	R\$ 0
FA11085642	7079521,00	219,93	13799,62	73,71%	12,5	8,33	R\$ 0
FA11085644	7079686,00	219,88	13797,97	152,32%	8,33	Não	R\$ 0
FA11100256	7078346,00	219,97	13798,22	12,56%	Não	Não	R\$ 0
FA11102399	7079050,00	219,88	13797,55	91,29%	16,67	8,33	R\$ 0
FA11102401	7079055,00	219,9	13797,02	163,76%	4,17	Não	R\$ 0
FA11106903	7079754,00	219,94	13799,51	89,36%	Não	Não	R\$ 0
FA11106905	7080616,00	219,94	13799,43	90,68%	Não	Não	R\$ 0
FA11116077	7080169,00	219,92	13795,03	7,07%	Não	Não	R\$ 0
FA11129925	7078585,00	219,92	13799,18	212,16%			
FA11129972	7081117,00	219,96	13799,7	118,85%			
FA11130012	7080770,00	219,85	13798,49	150,81%			
FA11130048	7080902,00	219,91	13799,12	89,52%	Não	Não	R\$ 0
FA11131870	7081241,00	219,92	13799,16	200,80%			
FA11131871	7078993,00	219,92	13798,11	64,57%			
FA11131872	7080625,00	219,92	13798,36	66,87%	Não	Não	R\$ 0
FA11131876	7078410,00	219,96	13799,09	32,40%	8,33	Não	R\$ 0
FA11131890	7081221,00	219,94	13798,98	69,30%	Não	Não	R\$ 0
FA11164590	7078393,00	219,96	13799,72	82,42%			
FA11180650	7078386,00	219,96	13799,76	75,56%	Não	Não	R\$ 0
FA11180692	7080046,00	219,99	13800	53,24%	Não	Não	R\$ 0
FA11180694	7080447,00	219,98	13799,95	114,90%	Não	Não	R\$ 0
FA11180725	7080104,00	219,9	13796,32	66,62%	Não	Não	R\$ 0
FA11180727	7080144,00	219,91	13795,75	101,25%	Não	Não	R\$ 0
FA11180745	7080011,00	219,95	13799,85	85,87%	Não	Não	R\$ 0
FA11180934	7079435,00	219,95	13799,39	130,99%	Não	Não	R\$ 0
FA11180935	7079706,00	219,94	13798,85	111,25%	Não	Não	R\$ 0
FA11180936	7080514,00	219,93	13798,83	60,63%	25	25	R\$ 0
FA11180937	7080497,00	219,88	13795,62	98,14%	8,33	Não	R\$ 0
FA11206141	7080413,00	219,99	13799,46	12,19%	Não	Não	R\$ 0
FA11208665	7080543,00	219,91	13798,08	164,28%	12,5	Não	R\$ 0
FA11216397	7081587,00	219,95	13799,79	133,29%	Não	Não	R\$ 0
FA11218416	7078615,00	219,66	13787,3	158,34%	12,5	8,33	R\$ 0
FA11218513	7079565,00	219,87	13799,64	145,19%	16,67	12,5	R\$ 0
FA11218515	7079533,00	219,83	13794,92	106,06%			
FA11218589	7080018,00	219,95	13799,94	38,67%	Não	Não	R\$ 0
FA11254462	7080842,00	219,93	13799,53	127,77%			
FA11257639	7080484,00	219,94	13799,17	88,04%	4,17	Não	R\$ 0
FA11257715	7944832,00	NaN.(N	13799,93	Sem Potência			
FA11261924	7080849,00	219,94	13799,58	94,85%			
FA11261928	8407535,00	219,99	13799,64	14,41%	Não	Não	R\$ 0
FA11262013	6843434,00	219,98	13799,94	44,96%	Não	Não	R\$ 0
FA11262045	7079239,00	219,95	13798,02	39,91%	16,67	12,5	R\$ 0
FA11262098	8652144,00	219,94	13799,22	90,56%			
FA11264681	8716738,00	220	13799,9	1,39%	Não	Não	R\$ 0
FA11264684	8716730,00	220	13799,96	0,33%	Não	Não	R\$ 0
FA11279194	8344640,00	219,97	13799,79	88,85%	12,5	8,33	R\$ 0

FA11279226	8344636,00	219,98	13799,68	30,67%			
FA11302886	8489184,00	219,9	13794,11	27,88%	Não	Não	R\$ 0
FA11302887	7081205,00	219,88	13797,99	153,17%			
FA11315284	7080647,00	219,95	13799,35	70,46%	Não	Não	R\$ 0
FA11315285	8714248,00	220	13799,92	11,85%			
FA11315289	7080611,00	219,96	13799,32	48,24%			
FA11316958	7081730,00	219,96	13799,82	73,83%	Não	Não	R\$ 0
FA11322765	8572706,00	219,94	13798,85	77,11%	Não	Não	R\$ 0
FA11325480	7078405,00	219,96	13799,28	38,59%	Não	Não	R\$ 0
FA11325493	7080259,00	219,92	13794,67	Sem Potência			
FA11325494	7080643,00	219,97	13799,67	45,30%			
FA11325590	8716764,00	219,99	13799,79	6,64%	Não	Não	R\$ 0
FA11329651	8716749,00	220	13799,88	0,67%	Não	Não	R\$ 0
FA11329713	8715853,00	219,94	13799,49	84,62%	Não	Não	R\$ 0
FA11329714	8715854,00	219,99	13799,63	4,57%			
FA11329715	8715834,00	219,99	13799,94	17,48%	Não	Não	R\$ 0
FA11329778	7078353,00	219,96	13798,07	20,89%	Não	Não	R\$ 0
FA11329841	7702025,00	219,99	13799,72	6,08%			
FA11338305	7081577,00	219,92	13796,52	59,87%	Não	Não	R\$ 0
FA11341482	7080860,00	219,92	13798,14	92,25%	4,17	Não	R\$ 0
FA11341513	8671712,00	219,72	13786,54	75,18%			
FA11341524	7079299,00	219,95	13799,31	66,88%	4,17	Não	R\$ 0
FA11341531	7080747,00	219,94	13798,4	72,14%			
FA21000140	7081890,00	219,99	13799,87	1,55%	Não	Não	R\$ 0
FA21256758	8716639,00	NaN.(N	13799,87	Sem Potência			
FA21322656	8443181,00	220	13799,83	17,28%	Não	Não	R\$ 0
FA21322746	8666768,00	219,99	13799,71	20,51%	Não	Não	R\$ 0
FA21329693	8674016,00	220	13799,86	12,74%	Não	Não	R\$ 0
FA21329756	8694403,00	219,98	13799	19,43%	Não	Não	R\$ 0
FA21330295	8622885,00	219,98	13799,02	14,64%	Não	Não	R\$ 0
FA21334330	8625801,00	219,99	13799,73	18,44%	Não	Não	R\$ 0
FA31042019	7081556,00	220	13799,86	16,76%	Não	Não	R\$ 0
FA31042023	7081607,00	219,98	13799,55	260,15%	Não	Não	R\$ 0
FA31042028	7081400,00	219,99	13799,67	17,76%	Não	Não	R\$ 0
FA31042032	7081458,00	220	13799,98	4,51%	Não	Não	R\$ 0
FA31042033	7081267,00	220	13799,93	15,80%	Não	Não	R\$ 0

Analisando tabela de resultados para este exemplo, percebe-se que dos 126 Postos (circuitos simulados), 30 deles não apresentaram resultados (saída em branco). O motivo deste resultado diz respeito à falhas no cadastro do SGT, como: falta de dados do transformador, poste ou trecho isolado, falta de georreferência para alguma instalação, etc. Embora, tal resultado não seja de interesse, a ferramenta aponta dados que ainda são necessários no SGT, auxiliando assim a atualização do mesmo. Lembrando que essas falhas cadastrais não influenciam nos resultados das simulações nos demais circuitos.

Pode-se perceber também que 36 circuitos apresentaram Transgressão no nível de Tensão Precária e, dentre estes, 17 tiveram também Transgressão no nível Crítico. Os pontos encontrados com tais transgressões requerem ações de melhorias por parte da concessionária, adequando a tensão fornecida e evitando perda de receita devido à obrigatoriedade de compensação financeira junto aos clientes.

5.6 Exemplo de melhoria, Posto FA11000027, Alimentador nº 2, SE Itiquira

Com objetivo demonstrar aplicação do menu secundário do Software *DRP* e *DRC*, bem como o uso das ferramentas de simulação de intervenções e melhorias na rede, o Posto FA11000027, um dos circuitos do Alimentador nº 2, que apresentou tensão precária e crítica, de acordo com a Tabela 5.1, é então escolhido.

Além do relatório da simulação, pode-se identificar na Figura 5.26 uma barra de rolagem listando todos os postos, sendo que aqueles que apresentam valores de *DRP* e *DRC* acima do limite ficam destacados por cores diferentes. Por exemplo, o circuito BT (ou posto) tomado como exemplo (FA11000027) está destacado em vermelho por apresentar transgressão crítica de tensão, conforme pode ser observado na Figura 5.27. Para abri-lo, basta aplicar um duplo clique sobre o Posto, iniciando assim o carregamento do mesmo e a apresentação do circuito georreferenciado, de acordo com a Figura 5.28.

No circuito desenhado pode-se perceber diferentes cores: verde, amarela e vermelho, sendo tensão adequada, tensão precária e tensão crítica, respectivamente. No exemplo em questão, apenas o circuito ou barramento ligado ao transformador do posto, onde os postes estão na cor verde, a tensão está adequada. O poste com cor amarela indica tensão Precária e aqueles em vermelho estão na faixa de tensão crítica.

Posto	MSLINKTrafo	Tensão BT no Trafo	Tensão AT no Trafo	Carregamento no Trafo	Andamento da Simulação	DRPM	DRCM	Compensação
FA11000025	7080027,00.00	219,9	13799,58	93,53%	100%	Não	Não	R\$ 0
FA11000026	7080080,00.00	219,92	13799,38	53,26%	Circuito Inco...			
FA11000027	7160649,00.00	219,96	13799,86	51,66%	100%	16,67	16,67	R\$ 0
FA11000033	7079866,00....	219,96	13799,37	107,65%	100%	Não	Não	R\$ 0

Figura 5.27 - Tela Principal, selecionando FA11000027

Máximos Globais - Fase A		
DRP (%)	20,83	Barra: 08905575
Tensão Precária Total	200,99	Barra: 08905575
DRC (%)	12,5	Barra: 08905782
Tensão Crítica Total	188,99	Barra: 08905782

Máximos Globais - Fase B		
DRP (%)	20,83	Barra: 08905757
Tensão Precária Total	200,2	Barra: 08905782
DRC (%)	----	Barra: ----
Tensão Crítica Total	----	Barra: ----

Máximos Globais - Fase C		
DRP (%)	25	Barra: 08905782
Tensão Precária Total	200,73	Barra: 08905782
DRC (%)	12,5	Barra: 08905757
Tensão Crítica Total	188,61	Barra: 08905782

Valor de Compensação: 0 Mês: 6 Ano: 2011

Figura 5.28 - Tela Secundária, visualização do FA11000027

Primeira alternativa a ser pensada, considerando menor investimento, seria o ajuste no tape do transformador.

O software pode apresentar um relatório sobre o transformador em questão, bastando para isso um duplo clique sobre este elemento no próprio desenho. A janela com os dados do transformador será aberta, conforme pode-se ver na Figura 5.29.

Observando a Figura 5.29, pode-se perceber, para o caso em questão, que a carga está razoavelmente equilibrada e a tensão máxima simulada está próxima do limite superior considerado adequado, em 229,5 Volt. Portanto, pode-se pensar em um pequeno ajuste de 2% no tape para avaliar resultado, caso transformador em estudo possua essa relação de ajuste. Isto é feito através do ícone correspondente no menu secundário, conforme já apresentado na seção 5.3. Apertando-se tal ícone, a janela mostrada na Figura 5.30 será aberta, através da qual se faz o ajuste desejado, com a posterior ação "Salvar".

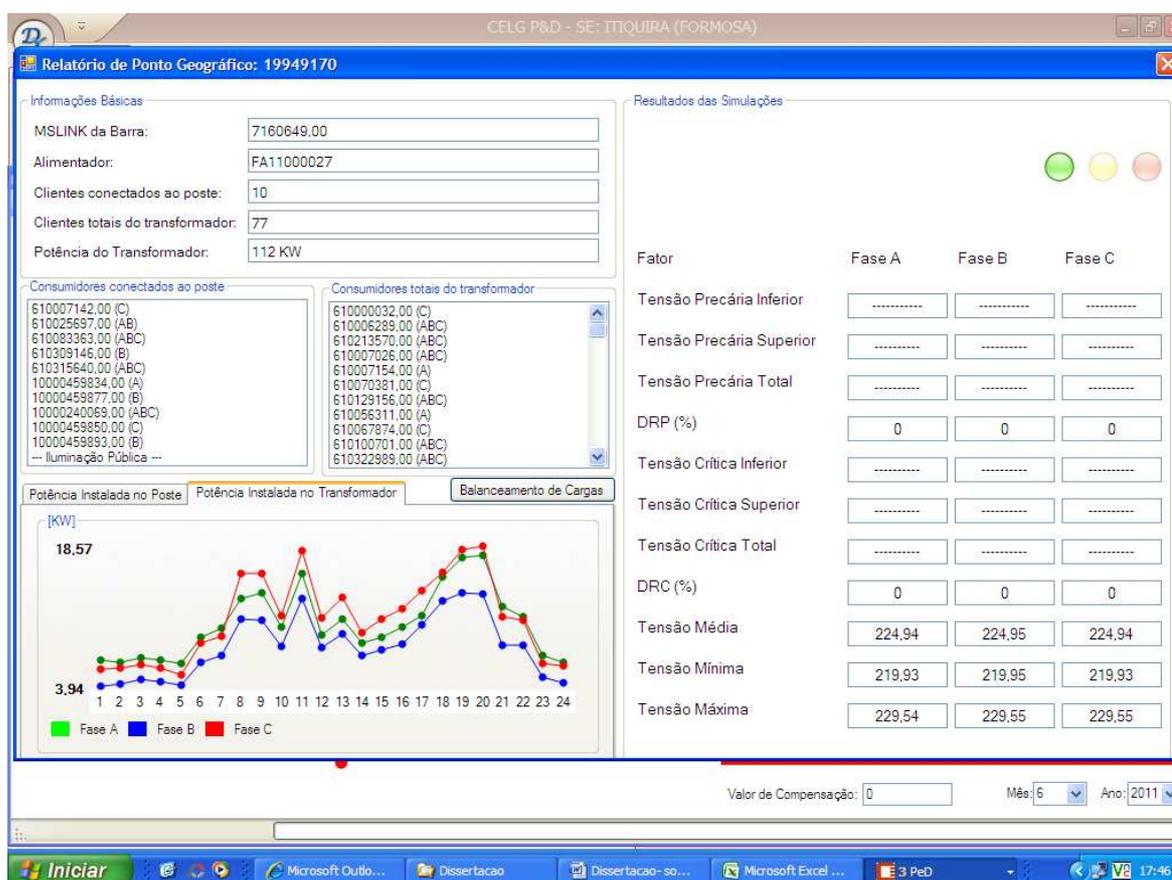


Figura 5.29 - Relatório do Ponto do Transformador



Figura 5.30 - Alterando ajuste do tape em 2%

Feito ajuste no tape, a simulação é realizada novamente e com novos resultados sendo apresentados, conforme Figura 5.31.

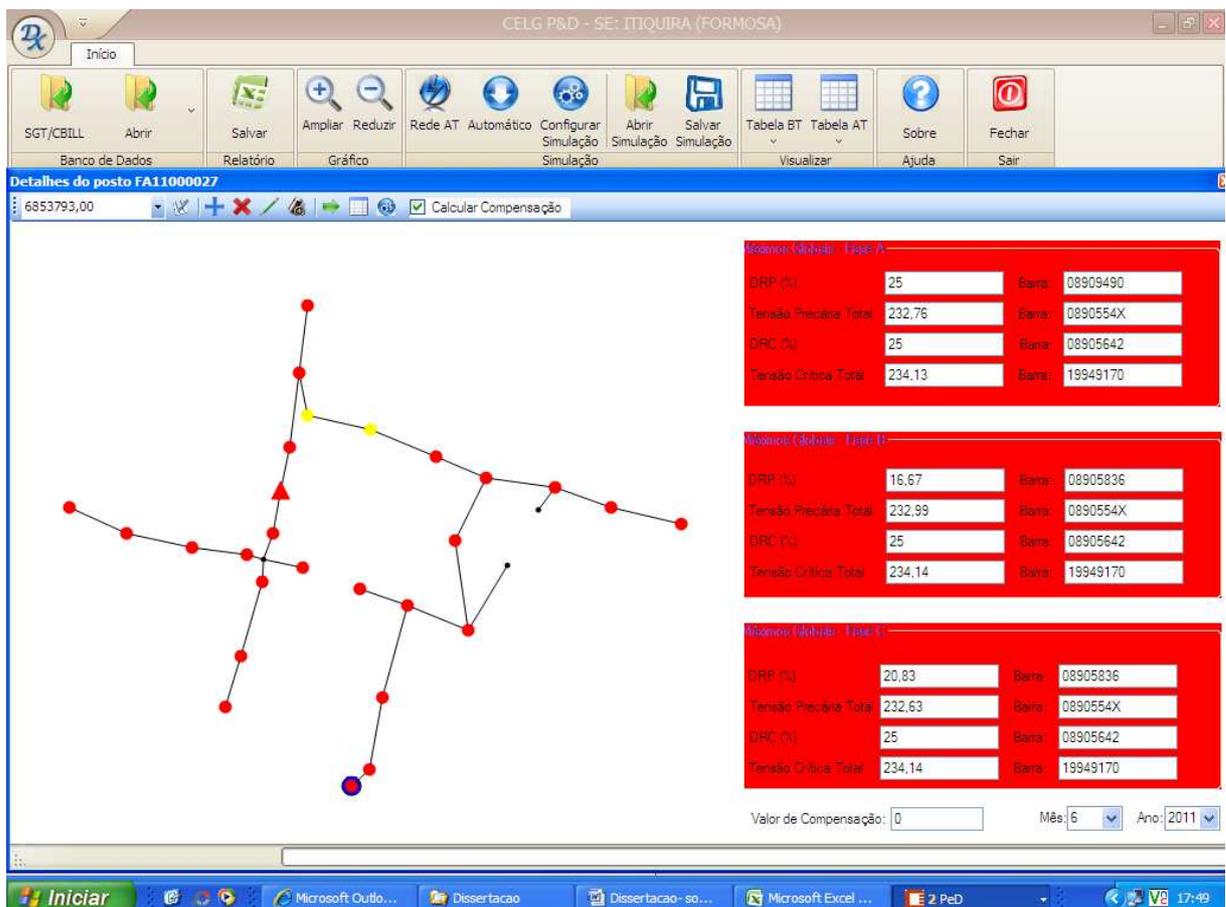


Figura 5.31 - Circuito FA 11000027 após ajuste de 2% do tape no transformador

Percebe-se, entretanto, pela Figura 5.31 e pelo relatório obtido, que devido ao baixo carregamento durante a madrugada, praticamente quase todos os pontos passam a registrar transgressão crítica por tensão. Conclui-se que o ajuste do tape não é a solução para o problema deste circuito.

Cabe registrar que ajuste de 2% no tape do transformador foi visando corrigir níveis de tensões simuladas abaixo do mínimo regulatório. Conforme ilustrado na Figura 5.28, postes na cor amarela apresentaram tensão precária inferior e postes vermelhos, tensão crítica inferior.

Uma outra forma para resolver o problema é analisando o encaminhamento do circuito no SGT MAPA, banco de dados da CELG D, Figura 5.32. Nesta, pode-se perceber um arreamento que facilita o fechamento do circuito em anel. Assim, no software de simulação será adicionada a linha entre os Postes 08905666 e 08905678, conforme ilustrado na Figura 5.33.

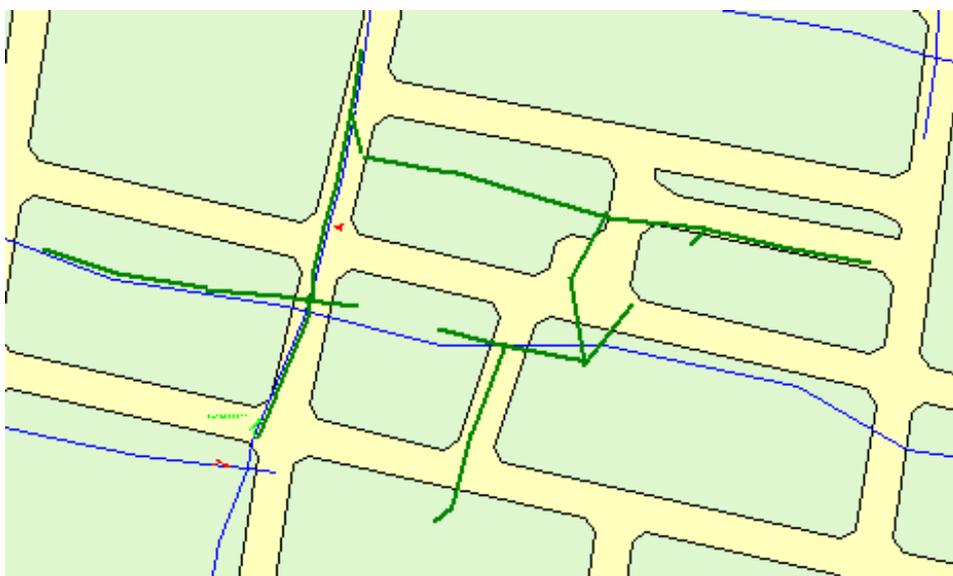


Figura 5.32 - Visualização do FA 11000027 no SGT MAPA

Procedida a mudança uma nova simulação é realizada. Neste caso, os resultados apresentados na Figura 5.34 mostram que a tensão ficou dentro da faixa considerada adequada em todo sistema em questão. Portanto, a interligação do circuito em anel é uma solução identificada, de baixo custo, de fácil execução, mais eficaz e mais confiável para atender

módulo nº 8 do PRODIST. Lembrando que uma outra alternativa seria desmembrar o circuito em dois, esta certamente de maior custo e prazo para execução.

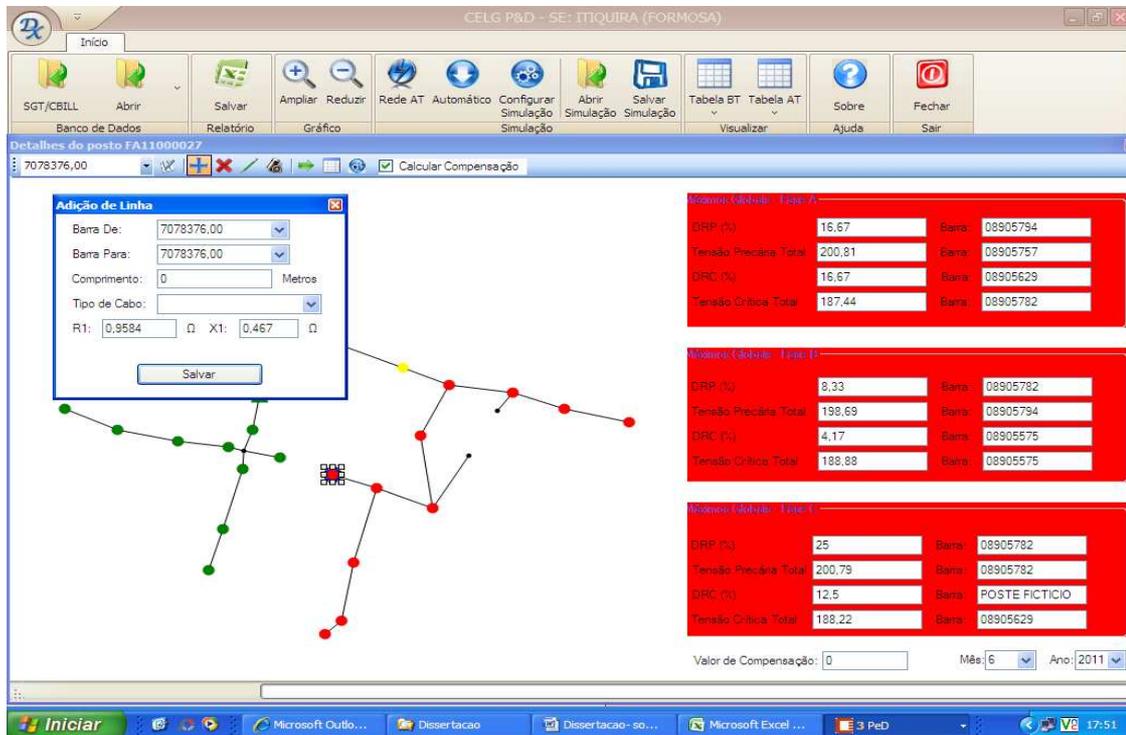


Figura 5.33 - Adicionando linha, fechando circuito em anel

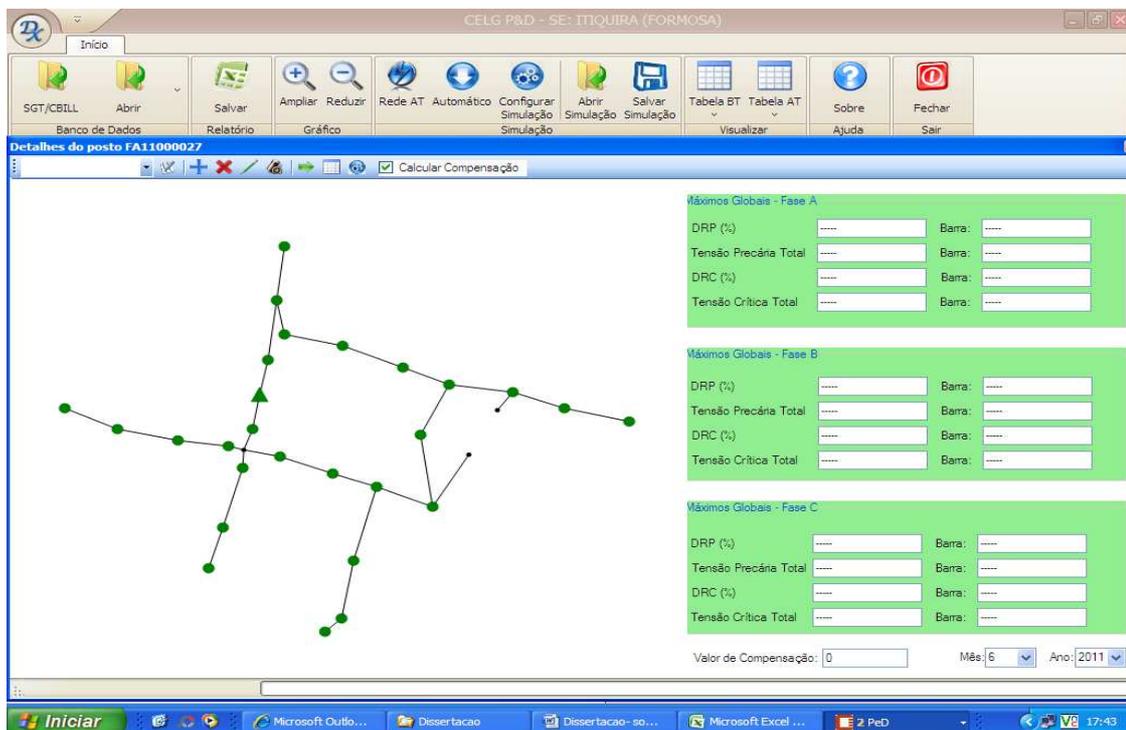


Figura 5.34 - Circuito FA11000027, após fechamento em anel

5.7 Considerações Finais;

O Capítulo 5 teve como objetivo apresentar as principais características e funcionalidades do **Software DRP e DPC** desenvolvido como parte desta dissertação de mestrado, no âmbito de um P&D ANEEL, CELG D e Unifei.

Através de alguns exemplos, pôde-se constatar as facilidades de uso e os ganhos que a ferramenta computacional proporciona à companhia de energia elétrica (distribuidora) nos estudos do comportamento de tensão na rede de distribuição.

Foi mostrado que o aplicativo também possui várias ferramentas de simulação de melhorias no circuito elétrico, proporcionando ganhos de eficiência quanto à conformidade do nível de tensão, quando de ações práticas.

Portanto, pode-se concluir até então que as simulações realizadas facilitaram bastante a identificação dos postos com possíveis não conformidade em seus níveis de tensão. Com isso, quando do funcionamento regular do programa, a elaboração das ordens de serviços para as melhorias na rede de distribuição irão surtir grande efeito positivo, uma vez que se tratam de ações preventivas.

Capítulo 6

Análise Comparativa de Resultados

6.1 Considerações Iniciais

Este capítulo visa avaliar os resultados obtidos nas simulações e compará-los com medições reais de nível de tensão, possibilitando assim atribuir um grau de confiabilidade e/ou de precisão para os níveis de tensões, índices *DRP* e *DRC*, bem como os carregamentos encontrados.

6.2 Validação dos indicadores *DRP* e *DRC*

As medições comparativas de *DRP* e *DRC* foram realizadas nos alimentadores 1 e 2, da subestação de Itiquira. Esta subestação foi escolhida tendo em vista a facilidade de se executar medições na mesma, bem como inspeções quando houver a necessidade de identificar distorções entre banco de dados do SGT/ software e as instalações reais.

Da mesma forma, conforme apresentado no Capítulo anterior, as simulações foram realizadas nos circuitos 1 e 2 da mesma subestação, tendo todos os dados necessários extraídos automaticamente do SGT/ CBILL via o software *DRP* e *DRC*.

Um resumo dos resultados, tanto das medições quanto das simulações, está apresentado na Tabela 6.1.

Pela análise dos resultados, identifica-se uma razoável aproximação entre valores simulados e os valores medidos. De fato, não se espera que os resultados de medição sejam perfeitamente retratados, uma vez que o sistema elétrico é dinâmico, com a carga apresentando comportamento diferente no dia a dia.

É certo que as características estatísticas implementadas no software podem e devem ser melhoradas com o tempo. Entretanto, constata-se também que a principal razão para as divergências encontradas entre os resultados de medição e de simulação está na falha cadastral. Por exemplo, informações incorretas de ajuste de tapes e potência de transformadores, localização e identificação da fase da unidade consumidora, ajustes de

reguladores de tensão e dados de banco de capacitores, foram constatados. Acredita-se, portanto, que na medida em que tais dados forem melhorados, os resultados também tendem a uma maior aderência. Porém, entende-se que o Banco de Dados atual já oferece melhores condições de estudo e aplicação.

Tabela 6.1 - Comparação entre Simulação e medição;

Comparação: dados simulados x medidos;							
Dados obtidos em maio de 2011							
SUBESTAÇÃO	ALIMENTADOR	LOCAL	Medição (equipamento)		Simulação (software)		Comentários
			DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)	
Itiquira	AL-2	FA11000024	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	ok!!!
Itiquira	AL-2	FA110116077	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	ok!!!
Itiquira	AL-2	FA11000043	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	ok!!!
Itiquira	AL-2	FA11000043 (Poste 11726623)	Inf* 32,8%	inf 7,8%	inf 16,6%	0,0%	31 uc's estão cadastradas no Posto!!!!
Itiquira	AL-3	FA11344378 (Poste 20755983)	Sup** 16,8%	0,0%	0,0%	0,0%	Trafo está no tape nº 2 (+4,5%), Tmax simulada 226 V
			sup 16,8%	0,0%	Sup 25%	0,0%	Corrigindo tape na simulação!
Itiquira	AL-3	FA11085504	inf 5,57%	inf 0,17%	inf 8,33%	inf 4,17%	Período de simulação foi diferente da medição;
Itiquira	AL-3	FA 11062258 (UC 610198920)	0,7%	0,0%	8,0%	0,0%	Sem informação do tape
Itiquira	AL-3	FA 11140416 (Poste 08895995)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	ok!!!
Itiquira	AL-3	FA 11140424 (Poste 11802923)	inf 4,31%	0,0%	inf 4,7%	0,0%	Havia poste isolado (erro de cadastro)!
Itiquira	AL-3	FA 11085504 (Poste 08886891)	Inf 11%	inf 1,85%	inf 8,33%	Inf 4,17	ok!!!
Itiquira	AL-3	FA11000063	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	ok!!!

Nota: * - Inf: Transgressão inferior; ** - Sup: Transgressão superior;

6.3 Validação dos dados de carregamento

Um indicativo importante de assertividade dos dados simulados de tensão é a estimação da carga, ou seja, o fluxo de carga nos circuitos durante período de teste. Os exemplos a seguir, mostram através de gráficos comparativos entre os fluxos de carga, tanto na saída do alimentador quanto em determinados transformadores abaixadores.

Cabe aqui lembrar que para se observar os dados de carregamento simulado basta realizar um duplo clique no Poste, no Posto ou saída do Alimentador. Por exemplo, a Figura 6.1 ilustra os dados de saída do Alimentador nº 2, SE Itiquira.

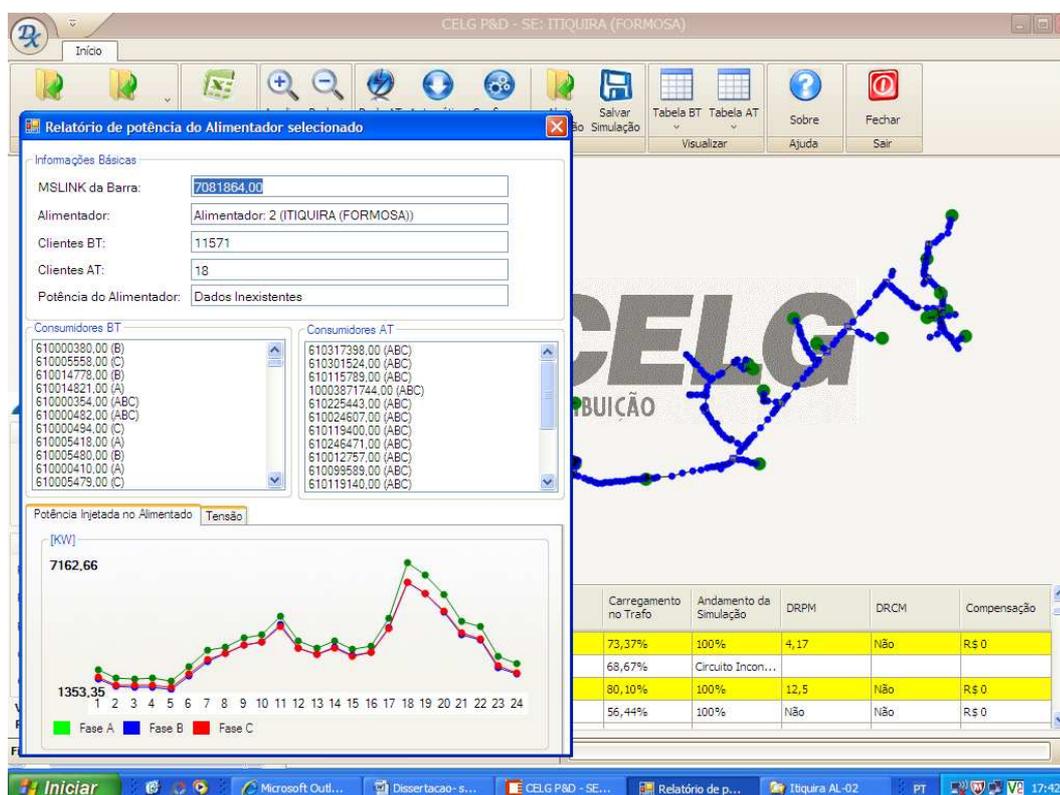


Figura 6.1 - Carregamento na saída do Alimentador nº 2, SE Itiquira.

Na mesma janela pode-se conferir as tensões de saída no alimentador, no intervalo horário, as quais foram configuradas antes da simulação. Conforme Figura 6.2, como a saída desse alimentador possui equipamento de medição, as leituras registradas mostravam tensões acima do 13,8 kV na subestação em alguns horários. Tais informações foram aproveitadas e configuradas na simulação atribuindo uma maior realidade nas grandezas simuladas.

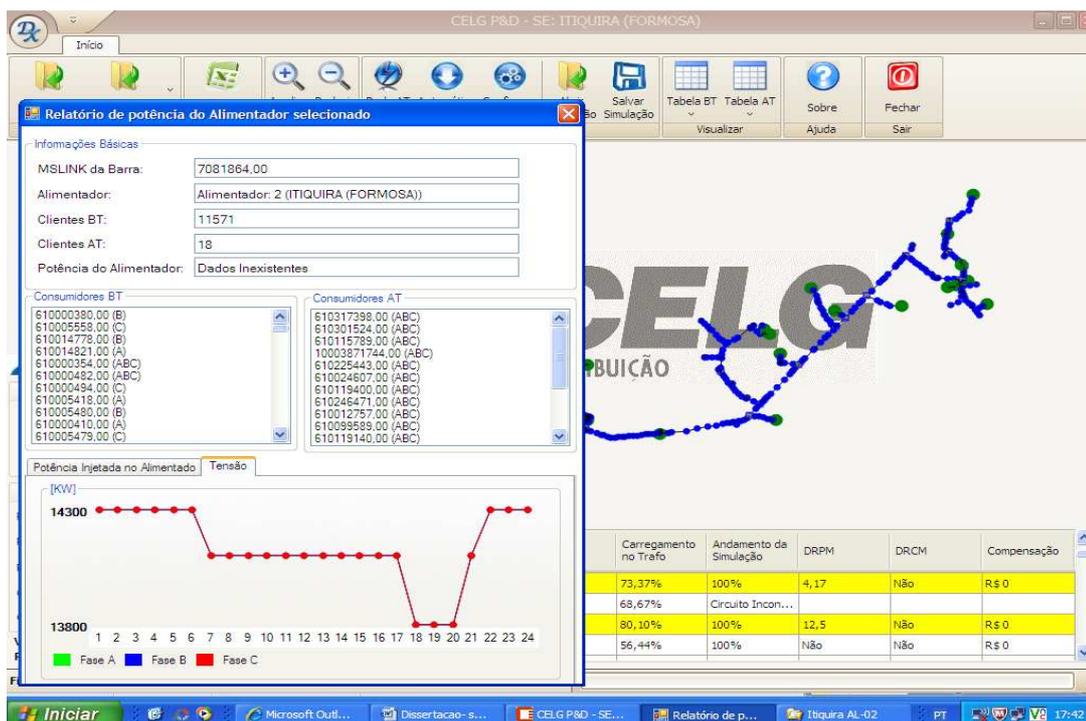


Figura 6.2 - Explorando a aba de informação de tensão, saída do AL nº 2.

Considerando os dados apresentados, alguns gráficos comparando curvas de carregamento medidas e simuladas no software são mostradas nas Figuras 6.3 e 6.4. Pode-se verificar que os resultados são satisfatórios e demonstram uma tendência em relação às curvas reais medidas, inclusive apresentando um comportamento conservador nos horários “críticos” para os níveis de tensão. Sabe-se que as transgressões de tensão são mais comuns por tensão baixa no período de carga pesada e transgressão de tensão elevada durante a madrugada.

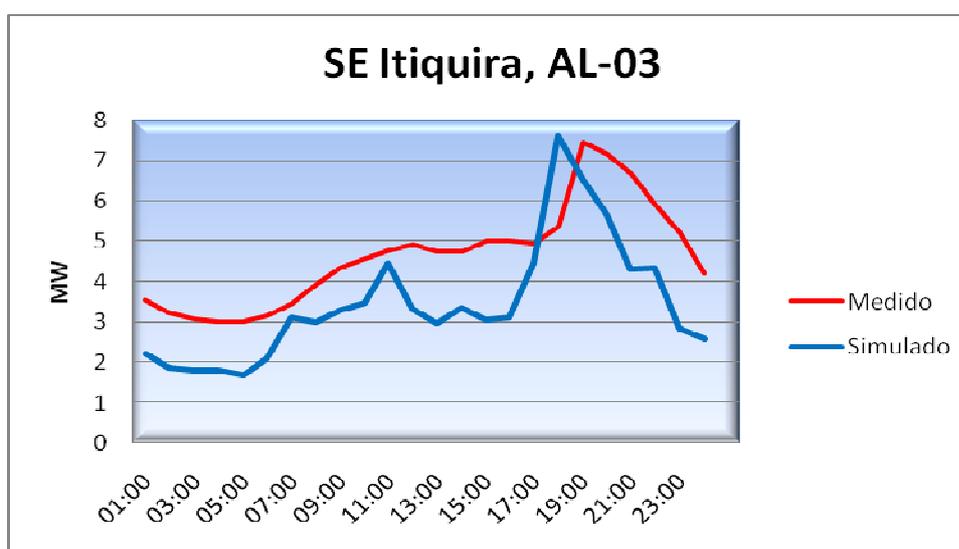


Figura 6.3 - Carregamento, SE Itiquira, AL-03

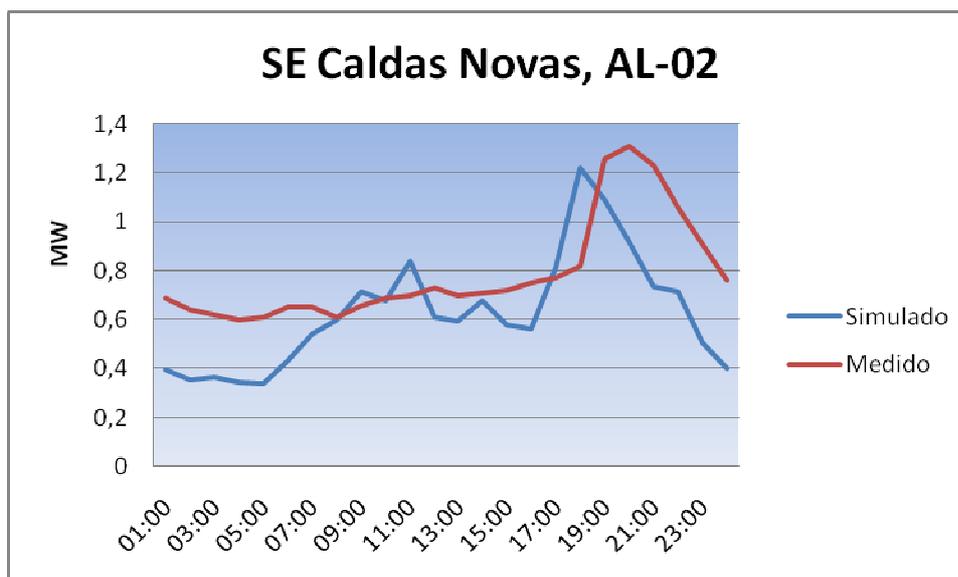


Figura 6.4 - Carregamento, SE Caldas Novas, AL-02

A fim de se comparar os resultados de simulação considerando os parâmetros de variância no método de estimação de carga, foram elaboradas curvas utilizando o Método de Monte Carlo (MC) e o de Erro Padrão (EP), com 30% e 5%, conforme Figura 6.5.

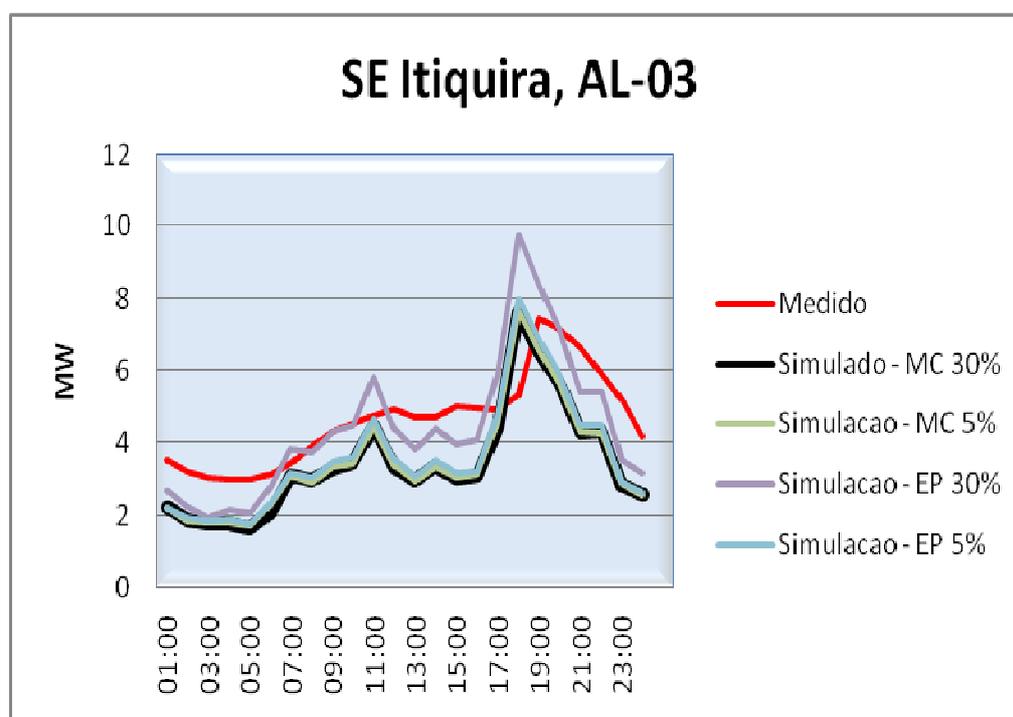


Figura 6.5 - Carregamento, SE Itiquira, AL-03, com configurações diferentes

6.4 Considerações Finais

Com os resultados apresentados neste capítulo pôde-se constatar um grau de proximidade satisfatório nas simulações realizadas, considerando os indicadores de conformidade de nível de tensão (*DRP* e *DRC*).

Sem dúvida melhorias são necessárias, tanto em termos de dados buscados no SGT, quanto em termos de melhorias nas considerações estatísticas da carga e das tensões de alimentação.

Mesmo assim, até o atual estágio, constata-se que os resultados de simulação acompanharam a mesma tendência de resultado coletados nas medições realizadas em campo, ficando assim demonstrado ser uma ferramenta efetiva para identificar, prevenir e corrigir eventuais não conformidades de tensão de forma ágil e com baixo custo.

Capítulo 7

Conclusões

7 CONCLUSÕES

Conforme demonstrado no Capítulo 3, os custos para a realização das campanhas amostrais são elevados. Quando constatadas as não conformidades das tensões a companhia irá ainda arcar com as correções, bem como a realização de novas medições para verificação da pertinência das intervenções. Tudo isto irá resultar em um aumento dos custos para as distribuidoras, bem como a insatisfação dos consumidores, considerando o tempo necessário para a realização de todo o processo.

Deve-se lembrar ainda que a legislação prevê compensação financeira para os consumidores atendidos com nível de tensão fora da faixa considerada adequada. Cálculos e simulações efetuadas no âmbito da CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia de S.P. – avalia este índice em 20% para algumas empresas e 10% como o valor médio para o Estado de São Paulo, em relação ao faturamento bruto da empresa de distribuição. Estudos da CEMIG apontam para valores semelhantes em Minas Gerais. Níveis deste porte podem inviabilizar totalmente a prestação do serviço elétrico em condições de equilíbrio econômico-financeiro, já que os valores ressarcidos não podem ser incluídos no processo de revisão e (ou) reajuste tarifário.

Por sua vez, sabe-se que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica em uma distribuidora pode resultar em aumento da compensação por transgressão de nível de tensão, pois quanto maior o consumo maiores serão as correntes circulantes, conseqüentemente, maiores as quedas de tensão nos condutores. Portanto, nos dias atuais, é de extrema importância que as empresas de distribuição de energia elétrica conheçam seus indicadores de tensão frente à regulamentação disposta no PRODIST – Módulo 8 [2]. Isso é necessário para que elas possam oferecer uma melhor qualidade da energia aos consumidores e, ao mesmo tempo, ter o controle do seu grau de exposição quanto às penalidades previstas pela lei. Neste caso, a distribuidora deve agir de modo antecipado, promovendo as melhorias e reforços pertinentes, oferecendo a melhor qualidade do produto e diminuindo os riscos ao agravo mencionado.

Dessa forma, um comportamento eficiente e econômico seria as empresas substituírem seu grau de exposição às penalidades, por causa das transgressões do nível de tensão, por

investimentos, através de melhorias na rede de energia, as quais irão refletir de forma positiva na base de remuneração líquida da tarifa de energia.

Uma forma prática de ação proativa e econômica é a utilização de uma ferramenta computacional que possa simular os indicadores *DRP* e *DRC* na rede de distribuição, bem como simular as possíveis melhorias na mesma rede visando melhorar a conformidade do nível de tensão.

O software apresentado nesta dissertação, desenvolvido em Visual Basic Net (VB Net), possibilita tais características: (i) ele pode comunicar com o banco de dados da empresa, modelando automaticamente o sistema de distribuição georeferenciado (alimentadores, transformadores, ramais, postes, etc.) e utilizar-se das curvas de carga típicas dos consumidores locais; (ii) o programa fornece os relatórios indicativos dos perfis de tensão da rede simulada, apontando os possíveis pontos com nível de tensão inadequado (precários ou críticos); (iii) por fim, o programa tem também a possibilidade de simular intervenções nos equipamentos da rede, visando as correções das não conformidades (transformador, cabo, arranjo da rede, equilíbrio de carga, etc).

Pode-se afirmar então que a detecção prévia dos locais com transgressão, através do software, é o meio efetivo que permite a pró-atividade necessária por parte das empresas de distribuição de energia elétrica. Através da utilização desta ferramenta computacional, as empresas poderão diminuir custos com pessoal e equipamentos de medição para monitoramento e avaliação do perfil de tensão na rede de distribuição, pois terão de modo ágil a identificação das regiões com problemas de tensão, antecipando assim as possíveis medidas corretivas práticas a serem adotadas.

Os dados apurados no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, sendo um dos frutos também esta dissertação, evidenciam a qualidade da ferramenta desenvolvida e sinalizam resultados próximos das medições reais, validando a metodologia aplicada e se tornando uma poderosa ferramenta de identificação dos trechos das redes de distribuição com transgressão de tensão, bem como, auxiliando em ações corretivas e de melhorias dos mesmos. Trata-se portanto, do instrumento necessário para a adoção de um comportamento pró-ativo quanto à detecção e correção das transgressões de tensões.

Como continuidade no sentido de melhorar cada vez mais o Simulador DRP e DRC sugere-se aqui os seguintes trabalhos:

I) inserir capacidade para simular automaticamente circuitos com mais de 200 postes de transformação;

II) inserir ferramental para efetuar alterações na rede através de desmembramento de circuitos;

III) estudar e implementar novas considerações estatísticas da carga e das tensões de alimentação.

IV) criar intertravamentos no software para evitar simulações de intervenções fora da faixa de operação do equipamento (exemplo: alertar e impedir ajuste de determinado TAP que não existe no transformador instalado);

V) aperfeiçoar os modelos das curvas típicas de carga;

VI) desenvolver análise econômica/financeira entre os investimentos e as despesas inerentes a não conformidade de tensão;

VII) integração para uma ampla plataforma de gestão de dados;

Apêndice – A

Trabalho aceito no CBQEE- 2009, Blumenau.

Ferramenta Computacional para Simulação e Adequação da Rede Elétrica quanto às Violações de Tensão, Conforme Resolução ANEEL N° 505/2001

Wagner Alves Vilela Júnior^{**}; Paulo M. da Silveira^{*}; Frederico Assunção^{*}; Hector Arango^{*}

^{**} CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.

^{*}UNIFEI - Universidade Federal de Engenharia de Itajubá,
Av. BPS, 1303, Bairro Pinheirinho, CEP 37500-903, ITAJUBÁ/MG

Resumo — Ao longo do estabelecimento do marco regulatório em qualidade da energia elétrica, tem se assistido a uma circunstância inusitada: a ausência das empresas na discussão técnica das regulamentações. Este comportamento encontra uma justificativa parcial na atitude da agência reguladora que não deu oportunidade para essa contribuição, restringindo às audiências públicas onde não há lugar nem tempo para um diálogo. Neste aspecto, desenvolvemos uma ferramenta computacional (*software*) para simular os indicadores de estabelecidos na Resolução Aneel n° 505, de 26 de novembro de 2001, quanto ao nível de tensão, para que possamos identificar as não conformidades da concessionária e adotar um comportamento pró-ativo em relação à norma. Dessa forma, minimizar transtornos junto aos clientes e evitar as penalidades previstas, as quais poderiam inviabilizar economicamente a empresas de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chaves — Qualidade da Energia, Ferramenta Computacional, Distribuidores de Energia e Resolução Aneel n° 505/2001.

I. INTRODUÇÃO

A vigência da Resolução ANEEL n° 505/2001 [1], sobre conformidade de nível de tensão, tem levado as empresas de distribuição de energia elétrica a realizarem estudos visando adequação do nível de tensão de fornecimento, conseqüentemente, forçando o desenvolvimento de competências que permitam adaptar-se à essas normas com um mínimo de investimentos, satisfazendo os indicadores DRPs e DRCs, cuja violação implicaria no pagamento de ressarcimento aos clientes afetados.

A correta aplicação da resolução requer um conhecimento da própria resolução e os motivos que determinaram a escolha dos atuais requisitos. Exige ainda análise das medições efetuadas, quais leituras podem ser expurgadas e quais os procedimentos e períodos autorizados para instalação dos instrumentos de medição.

Wagner Alves Vilela Júnior, wagner.av@celg.com.br, Tel. +55-61-3631-1225, Paulo Marcio da Silveira, pmsilveira@unifei.edu.br, Frederico Assunção, frede@unifei.edu.br, Hector Arango, arango@uol.com.br, Tel. +55-35-3629-1312, Fax +55-35-3629-1326;

Este projeto foi financiado pela CELG DISTRIBUIÇÃO S.A., através do Projeto de P&D, ID ANEEL 0406-006/2006.

Agradecimentos aos apoios concedidos pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais - FAPEMIG.

Uma estratégia eficaz no tratamento desta questão é a simulação computacional do sistema para avaliar, testar soluções de possíveis locais onde existam violações de tensões. A medida é possível com a implementação de software, que se conecta a base de dados da concessionária e permite a estimação da tensão de qualquer barra do sistema de distribuição e desta forma estatisticamente determinar quais seriam os índices DRPs e DRCs nesses pontos antes da realização de campanhas de medição previstas na resolução.

A identificação sistematizada da qualidade da energia das redes da concessionária com uma ferramenta de fácil utilização e confiável no aspecto da fidelidade da estimação com as grandezas medidas, permite a empresa melhorias de estratégias de planejamento. O software considera ainda simulação de alterações para correção de violações de tensão e análise de investimentos em busca da melhoria da qualidade de seu produto e também a redução de custos mutuários e indenizações a consumidores. Os impactos dessa medida podem até mesmo impactar nas suas tarifas de energia elétrica.

Uma ferramenta computacional é apresentada nesse artigo fruto do P&D entre a concessionária CELG-D e a UNIFEI. A ferramenta em desenvolvimento realiza além da montagem de redes de distribuição, simula tensões nas diversas barras e também os índices abordados na resolução em questão e ainda permite a simulação de adequações na rede para correção de índices violados.

Um circuito de distribuição com um transformador é simulado no software na proposta

de demonstração das potencialidades do mesmo e ainda são apresentados alguns resultados de simulação da análise da sensibilidade do circuito frente à variação das tensões no transformador.

II. REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.

Com a leitura da Resolução ANEEL no 505/2001, é possível selecionar algumas definições que seriam necessárias para melhor compreensão deste artigo, as quais estão relacionadas abaixo para melhor entendimento:

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual;

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido, expresso em percentual;

Para os indicadores individuais acima, têm-se de acordo com a resolução:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} * 100 \quad [\%]$$

(1)

$$DRC = \frac{nlc}{1008} * 100 \quad [\%]$$

(2)

Onde:

nlp = número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc = número de leituras situadas nas faixas críticas;

e
1008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

A. Classificação das Tensões de Atendimento

O exposto abaixo diz respeito às classificações dos níveis de tensão de acordo com a ANEEL:

A tensão a ser contratada pela concessionária ou usuários, junto ao ONS, ou a tensão a ser contratada entre concessionárias deverá ser a tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão.

Para os pontos de conexão entre concessionárias com tensão nominal de operação inferior a 230 kV, a tensão a ser contratada poderá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal do sistema no ponto de conexão.

A tensão de atendimento, para as tensões contratadas referidas acima, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme tabelas I, II, III e IV constantes

abaixo e contemplada no Acordo Operativo a ser firmado entre os agentes.

TABELA I. PONTOS DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 230 kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,93 TC \leq TL \leq 0,95 TC$ ou $1,05 TC \leq TL \leq 1,07 TC$
Crítica	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,07 TC$

TABELA II. PONTOS DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 69 kV E INFERIOR A 230 kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL \leq 0,95 TC$ ou $1,05 TC \leq TL \leq 1,07 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$

TABELA III. PONTOS DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 1 kV E INFERIOR A 69 kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,93 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05 TC$

TABELA IV. PONTOS DE ENTREGA OU CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU INFERIOR A 1 kV

Tensão Nominal (TN)	Faixa de Valores Adequadas de leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	
Trifásica	(220) / (127)	$(201 \leq TL \leq 231)$ / $(116 \leq TL \leq 133)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$ / $(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233)$ / $(TL < 109$ ou $TL > 140)$
	(380) / (220)	$(348 \leq TL \leq 396)$ / $(201 \leq TL \leq 231)$	$(327 \leq TL \leq 348)$ ou $396 < TL \leq 403$ / $(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$	$(TL < 327$ ou $TL > 403)$ / $(TL < 189$ ou $TL > 233)$
Monofásica	(254) / (127)	$(232 \leq TL \leq 264)$ / $(116 \leq TL \leq 132)$	$(220 \leq TL \leq 232)$ ou $264 < TL \leq 269$ / $(109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 140)$	$(TL < 220$ ou $TL > 269)$ / $(TL < 109$ ou $TL > 140)$
	(440) / (220)	$(402 \leq TL \leq 458)$ / $(201 \leq TL \leq 229)$	$(380 \leq TL \leq 402)$ ou $458 < TL \leq 466$ / $(189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233)$	$(TL < 380$ ou $TL > 466)$ / $(TL < 189$ ou $TL > 233)$

Para o caso da CELG D, a baixa tensão de atendimento é (380) / (220) volts ou (440) / (220) volts, conforme acima.

B. Quanto à Indenização

A equação abaixo relaciona o valor da indenização aos índices DRP e DRC

$$\text{Valor} = \left[\frac{\text{DRP} - \text{DRP}_M}{100} * k1 + \frac{\text{DRC} - \text{DRC}_M}{100} * k2 \right] * k3 \quad (3)$$

onde:

$k1 = 1$;

$k2 = 4$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão;

$k2 = 2$, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão;

$k2 = 1$, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

DRP_M = valor do DRPM expresso em %;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

DRC_M = valor do DRCM expresso em %; e

$k3$ = valor líquido da fatura de energia elétrica ou do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.

C. Quanto às Expectativas

Os parágrafos abaixo evidenciam quais são os valores esperados para os DRP e DRC no decorrer dos anos.

O valor do DRPM até o ano de 2003 fica estabelecido em 7% (sete por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 1% (um por cento) a cada ano, no período de 2004 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 3% (três por cento).

Parágrafo único. O valor do DRCM para o ano de 2004 fica estabelecido em 1,1% (um inteiro e um décimo por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 0,2% (dois décimos por cento) a cada ano, no período de 2005 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 0,5% (cinco décimos por cento).

Neste ano, podemos concluir do exposto acima, que os valores estabelecidos de DRP e DRC respectivamente são: 3% e 0,5%.

III. FERRAMENTA COMPUTACIONAL.

Esta ferramenta desenvolvida em Microsoft Visual Basic 2008 caracteriza-se por um *software* inovador para a simulação e estudo de DRPs e DRCs nos sistemas elétricos.

Fruto de pesquisa realizada no meio acadêmico, o *software* permite:

- Comunicação com a base de dados do sistema elétrico da CELG-D onde se encontram dados

de topologia do sistema, linhas de transmissão, consumidores dentre outros;

- Pré-definição de limites previstos na resolução 505 da ANEEL de DRPs e DRCs;
- Alteração do tap de transformador de alimentação;
- Simulação de DRP e DRC para um determinado horário do dia ou diário;
- Geração de relatório de tensões nas barras do sistema, DRPs e DRCs por fase;
- Simulação de intervenção para correção de quedas de tensão como: alteração de cabos de linha de transmissão, mudança de conexão entre barras, mudança de posição de transformador, inserção de banco de capacitor e retirada de linha;
- Simulação de indenizações a serem pagas aos consumidores se registrada violações dos limites de DRPs e/ou DRCs.

O banco de dados da concessionária CELG-D opera na plataforma *Oracle* e os dados são extraídos através de comando SQL e convertidos no formato *csv*.

A “Fig. 1” apresenta a janela de diálogo para abertura de dados a partir do *software* e ainda algumas definições preliminares para as simulações.

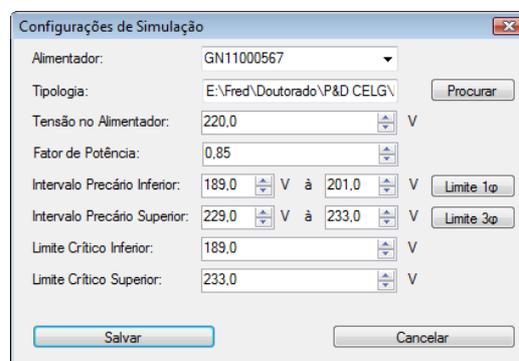


Fig. 1. Janela de configuração da Simulação do *Software*

Um alimentador é selecionado do conjunto de transformadores que compõem um circuito de BT da CELG D. As simulações são realizadas por transformador.

Em seguida é necessária a seleção do arquivo que contém as curvas típicas de cada tipo de consumidor da empresa. Essas curvas podem ser atualizadas a cada nova campanha de obtenção de perfil de carga dos consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais.

A curva típica constitui-se da informação da potência consumida por cada tipo de consumidor e faixa de consumo mensal de energia. A classificação adotada na empresa é apresentada na “Tabela V”.

TABELA V. CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

Residenciais	Comerciais	Industriais	Rurais
> 500 kWh	> 5000 kWh	> 5000 kWh	> 1000 kWh
301 a 500 kWh	1001 a 5000 kWh	1001 a 5000 kWh	501 a 1000 kWh
180 a 300 kWh	501 a 1000 kWh	501 a 1000 kWh	201 a 500 kWh
101 a 180 kWh	0 a 500 kWh	0 a 500 kWh	00 a 200 kWh
0 a 100 kWh			

Na intenção de se avaliar ou estudar um determinado circuito, o usuário poderá rodar o cálculo das quedas de tensão e mesmo DRPs e DRCs para uma determinada hora do dia ou ainda diário, verificando nesse último caso a possibilidade de repetição nas violações dos limites das tensões durante um dia.

A “Fig. 2” mostra um exemplo de curva típica de consumidores residenciais de 0 a 100kWh da CELG D [3].

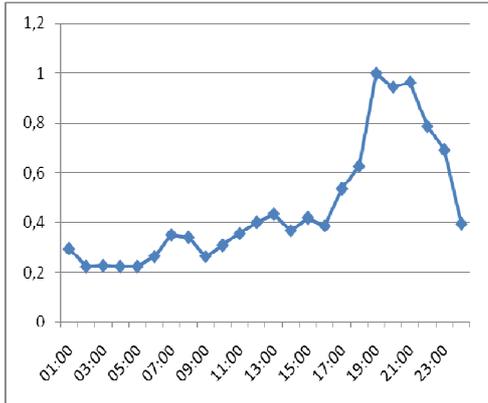


Fig. 2. Curva Típica de consumidores residências de 0 a 100kWh

O fator de potência também é informado pelo usuário mediante a sua experiência do sistema e ainda sua intenção em simular condições adversas de operação.

O software permite a definição dos limites de DRPs e DRCs monofásicos e trifásicos para análise desses tipos de consumidores.

A seguir um circuito correspondente ao transformador selecionado é carregado e são possíveis diversas simulações.

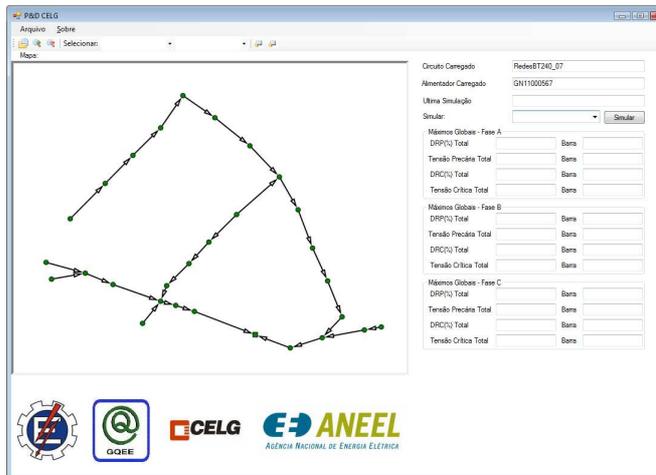


Fig. 3. Circuito do transformador carregado

Uma ferramenta de busca permite a localização de linhas, barramentos e também transformador no circuito.

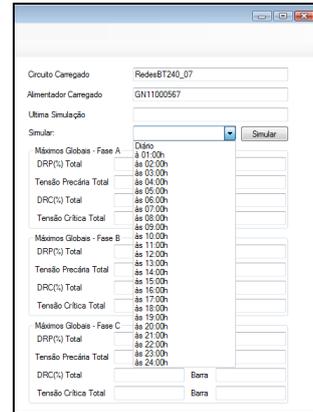


Fig. 4. Seleção de tipo de simulação (horária ou diária)

Uma vez selecionado a opção de simulação, o sistema roda os cálculos de fluxo de potência com o método Newton Raphson com Jacobiano constante. A simulação roda em poucos segundos e apresenta relatórios de tensões, DRPs e DRCs globais e por barras (vide “Fig. 5”).

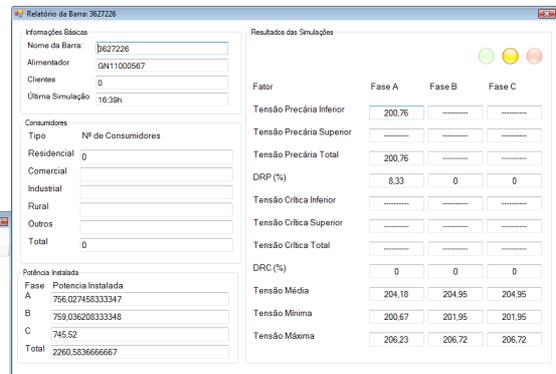


Fig. 5. Relatório de Tensões e DRPs e DRCs simulados

Na análise da sensibilidade do sistema, o usuário poderá simular a variação na tensão do transformador e desta forma verificar o impacto desta para as barras do circuito.

Quando da análise de investimentos para solução de problemas de transgressões previamente identificados na simulação, que pode antepor uma campanha de simulação exigida pela ANEEL, o usuário pode prever a partir do software, a mudança da topologia do circuito, como deslocamento de transformador, fechamento em anel de circuitos, inserção de mais transformadores no circuito, ligação de banco de capacitores, troca de capacitor e mudança de cabos da linha de transmissão.

III. RESULTADOS DE SIMULAÇÕES.

Para ilustração de resultados, foi utilizado um circuito de Baixa Tensão do alimentador 240_07 da CELG-D identificado como GN11000616 de Goiânia-GO para simulações.

Nestas simulações considerou-se um fator de potência de 0,92 para as cargas, bem como uma simulação ‘diária’. Como são alimentadores que têm poucos consumidores, não ocorreram tensões precárias e críticas. Inicialmente foi considerada a tensão no alimentador de 1pu (220V).

Em seguida foi analisado para que limiar de tensão no alimentador fosse possível identificar transgressões no circuito, a fim de se verificar a robustez do mesmo.

Conclui-se, a partir das simulações, que nesses alimentadores seria impossível a observação de DRPs e DRCs sem a ocorrência de um distúrbio grave no sistema.

A seguir são exibidas as figuras extraídas do software, que demonstra o circuito correspondente ao alimentador, a situação do mesmo para a tensão de 1pu e a tensão limiar encontrada de 208 V, com os seus impactos nas barras do circuito.

Primeiramente consideraremos que a tensão de entrada no circuito de Baixa Tensão, ou melhor, na saída do transformador, é de 220 V. Assim, obtemos resultado que todas as barras apresentam níveis de tensão adequada, conforme “Fig. 6”.

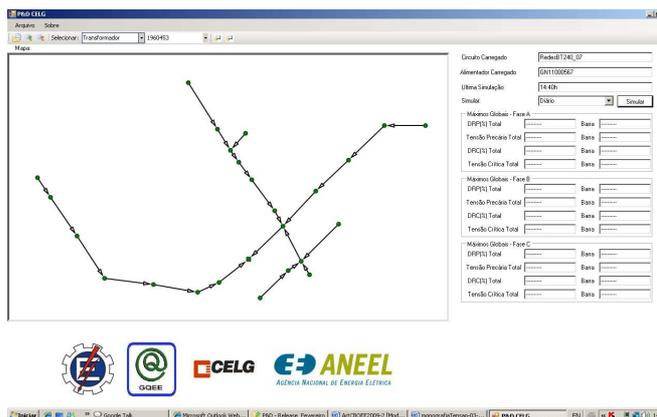


Fig. 6. Alimentador GN11000616 carregado, sem ocorrências

Clicando sobre a barra 3627190, podemos verificar os níveis de tensão simulados, conforme figura a seguir, ou seja, todas as fases adequadas:

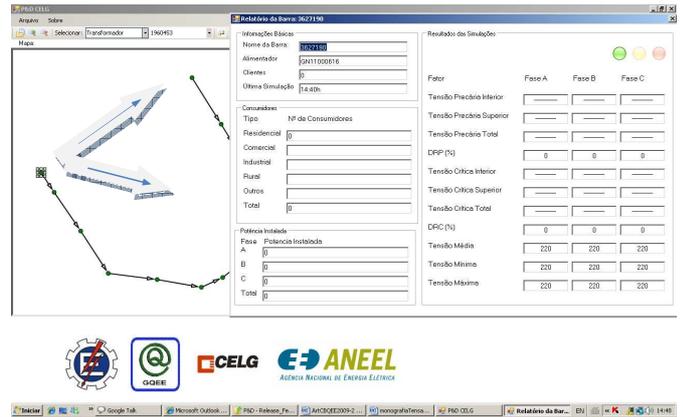


Fig. 7. Alimentador GN11000616, visão detalhada da barra 3627190, sem ocorrências

Caso a tensão na saída do transformador fosse mais baixa, por exemplo, 208 V, algumas barras apresentariam tensões precárias, conforme “Fig. 8”.

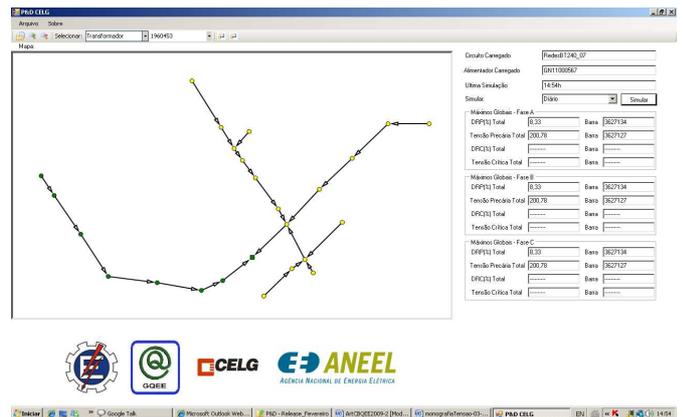


Fig. 8. Alimentador GN11000616, com ocorrências DRP, 208 V Clicando sobre a barra 3627167, podemos verificar os níveis de tensão simulados, conforme “Fig. 9, ou seja, valores precário em torno de 200 V:

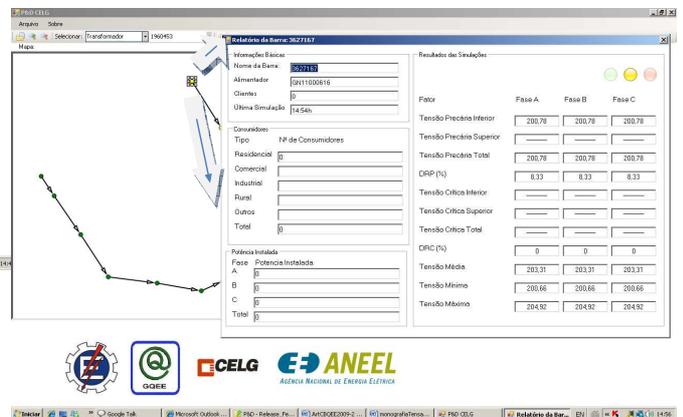


Fig. 9. Alimentador GN11000616, visão detalhada da barra 3627167, sem ocorrências.

IV. OBSERVAÇÕES FINAIS.

A ferramenta computacional apresentada se torna um importante elemento da equipe de qualidade da energia elétrica e também de planejamento da concessionária.

Diversos benefícios são estimados ainda com a constante utilização da ferramenta na execução pró-ativa de identificação e correção de transgressões de tensões, DRPs e DRCs nas redes de distribuição da CELG D.

Apesar dos erros trazidos pela utilização de curvas típicas na previsão de cargas dos consumidores estima-se uma exatidão suficiente do *software*, já que o mesmo utiliza algoritmos de cálculo das tensões nas barras que atingem erros muito pequenos.

Portanto, essa ferramenta possibilitará aos Distribuidores de Energia, maior agilidade nos estudos sobre violações de nível de tensão, bem como simular ações corretivas. E também, quantificar seu grau de exposição às penalidades previstas pelo poder regulador na Resolução Aneel nº 505/2001.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Nº 505, de 26 de novembro de 2001.
- [2] A. Keyani, A. Abur, S. Hao, "Evaluation of Power Flow Technique for personal Computers", *Trans. on Power System*, vol. 4, no.2, pp. 817-826, 1989.
- [3] CELG D, "O Comportamento da Carga dos Consumidores e do Sistema Elétrico da CELG", Jan. 2006.

REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **Resolução N° 505**, de 26 de novembro de 2001;
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, de 01 de janeiro de 2010;
- [3] AJODHIA, V.S. and R.A. Hakvoort (2005), "**Economic Regulation of Electricity Distribution Network Quality**", *Utilities Policy*, 13:211-221.
- [4] ANTUNES, LUCIANO MEDICI. **Projetos e Orçamentação Agropecuária**. / Leandro Reneu Ries, Aécio Witches Flores. – Guaíba: Agropecuária, 2001. p. 40.
- [5] Arblaster, M., "**Quality Service Monitoring**", *Utility Regulators Forum Discussion paper*, Australia, October 1999.
- [6] BLANCHARD, KEN. **O coração de um líder**. Tradução Maria Emília de Oliveira – Campinas, SP: Editora United Press, 1998.
- [7] BIO, Sérgio R. **Sistemas de informação: um enfoque gerencial**. São Paulo: Atlas, 1985. P. 20, 21.
- [8] CEER (2003), "**Second Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply**", Council of European Energy Regulators.
- [9] DECKMANN, SIGMAR M. - **Tensão de Suprimento, Indicadores de Avaliação**. – Relatório 4 (revisão 1) – Estudo sobre Qualidade de Energia Elétrica para Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2000.
- [10] DORNELAS, JOSÉ CARLOS ASSIS. **EMPREDEDORISMO: Transformando ideias em negócios**. – Rio de Janeiro: Campus, 2001.
- [11] EZCHER, CONSULTORIA E ENGENHARIA LTDA. **O Comportamento da Carga dos Consumidores e do Sistema Elétrico da CELG**.– Relatório de 2009.

[12] GOLDRATT, Eliyhu M. **A síndrome do palheiro: garimpando informações num oceano de dados.** 2. Ed. São Paulo. Educador, 1992. P. 50.

[13] GUIMARÃES, RENATO OLIVEIRA. **Avaliação dos riscos de violação de conformidade de tensão em sistemas de distribuição, utilizando método probalístico e conutos Fussy.** – Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade Federal de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Engenharia, em 2008. p. 22.

[14] HARREL, Charles R.; MOTT, Jack R. A.; BATEMAN, Robert E. BOWDEN, Royce G. GOGG, Thomas J. **Simulação: Otimizando sistemas.** 2. ed. São Paulo, SP: Instituto IMAM, 2002. 134 p.

[15] MARTINS, GILBERTO DE ANDRADE. **Guia para elaboração de monografias e trabalhos de conclusão de cursos.** – São Paulo: Atlas, 2000. P. 21.

[16] MONTICELLI, ALCIR JOSÉ, **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica,** CEPTEL, Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.

[17] O'MALLEY, JOHN. **Análise de circuitos.** – 2^a. ed - / São Paulo: Makron Books, 1993. p. 05, 313.

[18] QUEVEDO, CARLOS PERES. **Circuito elétricos e eletrônicos.** – 2^a ed. - / LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A. , 2000. p. 20.

[19] RODRIGUEZ, R. A. - **Modelo probabilístico para cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição** – Dissertação de Mestrado, UPUSP, São Paulo, 2002. P. 178.

[20] SPATTI, DANILO HERNANE – **Sistema Inteligente para Controle de Relés Reguladores de Tensão** – Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. P. 19.