DAVI JOSÉ FERREIRA SQUAIELLA

**PLANEJAMENTO AGREGADO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA**

—

**MODELO ALTERNATIVO PARA EMPRESAS
COM CADASTRO DE REDES REDUZIDO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de Mestre em
Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira

São Paulo

2004

DAVI JOSÉ FERREIRA SQUAIELLA

**PLANEJAMENTO AGREGADO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA**

—

**MODELO ALTERNATIVO PARA EMPRESAS
COM CADASTRO DE REDES REDUZIDO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de Mestre em
Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira

São Paulo

2004

EDIÇÃO REVISADA

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 12 de março de 2004.

Autor: Davi José Ferreira Squaiella

Orientador: Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira

FICHA CATALOGRÁFICA

Squaiella, Davi José Ferreira

Planejamento agregado em redes de distribuição secundária – Modelo alternativo para empresas com cadastro de rede reduzido. São Paulo, 2004.

1v.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Departamento de Sistemas de Potência.

1. sistemas de potência
2. distribuição de energia
3. rede secundária de distribuição
4. modelamento de rede secundária de distribuição
5. investimentos em rede secundária de distribuição
6. planejamento agregado de investimentos

Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.

A Andrea Calvaro Squaiella,
por tudo, para sempre.

AGRADECIMENTOS

O desenvolvimento desta dissertação de mestrado só foi possível graças ao apoio e colaboração de diversas pessoas, por isso, gostaria de agradecer inicialmente o meu orientador Carlos César Barioni pela escolha do tema de planejamento de redes de distribuição e pelo suporte durante toda a implementação da metodologia, principalmente durante o processo de conclusão do texto final aqui apresentado.

Outros amigos também colaboraram de diversas maneiras nas etapas dos créditos de aulas, desenvolvimento do tema, coleta de dados nas empresas, análise da metodologia, auxílio na confecção do texto, incentivos nas horas mais difíceis, etc... Entre estes amigos posso destacar: Marco Augusto Alves Weber, Alden Uehara Antunes, Dr. Nelson Kagan, André Méffe, Fábio Sismotto El Hage, Durval Battani, Se Un Ahn, Eduardo Prevedello Bento.

Também gostaria de agradecer duas pessoas muito importantes para a realização deste mestrado pois sem o apoio e incentivo delas certamente tudo seria mais difícil. A primeira é o Sr. Ronaldo Machado de Almeida, gerente de planejamento da Empresa Bandeirante Energia S.A. que me incentivou a iniciar o mestrado e também aceitou ceder parte do período de trabalho para a realização dos créditos de aula. A segunda pessoa é o Dr. Manuel Gonçalves, gerente do setor de propostas da Voith Siemens Hydro Power Generation, que permitiu que o mestrado já iniciado pudesse ser concluído mesmo sabendo da diferença de áreas entre o que estava sendo desenvolvido e a minha atual função dentro da empresa. Pessoas que pensam que os estudos são importantes e que devemos buscar sempre mais conhecimento e evolução não são tão fáceis de serem encontradas e nestes itens eu tive sorte com ambos.

Finalmente gostaria de agradecer ao meu pai, Roberto Squaiella, engenheiro elétrico sem igual, por tudo o que ele fez durante toda a minha vida e pelos incentivos durante todo o mestrado.

SUMÁRIO

SUMÁRIO	I
LISTA DE FIGURAS	IV
LISTA DE TABELAS	V
LISTA DE ABREVIATURAS	VII
RESUMO	VIII
ABSTRACT	IX
1. OBJETIVO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1. HISTÓRICO	7
2.2. O SOFTWARE DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS EM MÉDIA TENSÃO – SISPAI-MT [13]	9
2.3. O SOFTWARE DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS EM BAIXA TENSÃO – SISPAI-BT [14]	15
2.3.1. PLANEJAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA	16
2.3.2. SISTEMA ELEMENTAR DE DISTRIBUIÇÃO – SEDS.....	17
2.3.3. MODELAGEM DA REDE	19
2.3.4. FAMÍLIAS DE SEDS	19
2.3.5. METODOLOGIA DE ANÁLISE DE EVOLUÇÃO DAS REDES DE BAIXA TENSÃO	21
2.3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O SISPAI-BT	23
2.4. CUSTOS MARGINAIS	24
2.4.1. LEIS DE QUANTIDADE DE OBRAS (L.Q.O).....	25
2.4.2. CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO (C.I.M.L.P.)	28
2.4.3. MODELOS DE PLANEJAMENTO AGREGADO DE INVESTIMENTOS	32
2.4.4. MODELOS PARA O NÍVEL DE MÉDIA TENSÃO	32
2.4.5. NÍVEL DE BAIXA TENSÃO.....	33

3. METODOLOGIA	35
3.1. AS RELAÇÕES ENTRE REDE PRIMÁRIA E REDE SECUNDÁRIA	37
3.2. A QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES POR CLASSE DE POTÊNCIA NOMINAL	40
3.3. DISTRIBUIÇÃO NORMAL – CARREGAMENTOS E FATORES DE MULTIPLICAÇÃO	41
3.4. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES	48
3.5. A METODOLOGIA	49
3.6. UM EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	54
4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA (DESCRIÇÃO DO PROGRAMA) .	58
4.1. OS DADOS INICIAIS (REDE PRIMÁRIA)	59
4.1.1. DADOS DOS ALIMENTADORES	60
4.1.2. DADOS DAS SUBESTAÇÕES	61
4.1.3. DADOS DOS TRANSFORMADORES	62
4.1.4. DADOS DA REDE	63
4.1.5. DADOS DE DEMANDA	67
4.1.6. DADOS DE NÚMERO DE PONTOS	67
4.2. O PROCESSO PARA GERAR AS REDES SECUNDÁRIAS	68
4.3. COMPARAÇÃO ENTRE A REDE GERADA E A REDE ORIGINAL	70
5. SIMULAÇÃO DAS REDES E RESULTADOS	75
5.1. REGRAS PARA SIMULAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA	75
5.2. VALORES OBTIDOS PARA A EMPRESA A	76
5.3. VALORES OBTIDOS PARA A EMPRESA B	80
5.4. VALORES OBTIDOS PARA A EMPRESA C	83
5.5. COMPARAÇÃO FINAL DOS RESULTADOS DE INVESTIMENTOS OBTIDOS PARA OS ESTUDOS REALIZADOS NAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO.	86
6. ANÁLISES E CONCLUSÕES	88

7. REFERÊNCIAS E BIBLIOGRAFIAS	91
7.1. DISSERTAÇÕES E TESES	91
7.2. RELATÓRIOS, NOTAS TÉCNICAS E NORMAS	91
7.3. SOFTWARES.....	92
7.4. ARTIGOS TÉCNICOS	93
7.5. LIVROS	94
7.6. EMPRESAS E CENTROS DE PESQUISA.....	94
7.7. ENDEREÇOS ELETRÔNICOS NA INTERNET	95
ANEXO I - DESCRIÇÃO DO SOFTWARE GERA-BT	A

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Fluxograma da Metodologia do SISPAI-MT	14
Figura 2.2 – Configurações Típicas de Rede Secundária para Atendimento da Carga na Área Elementar	18
Figura 2.3 – Tela do Programa SISPAI para Cálculo dos Custos Marginais (Método do CIMLP)	33
Figura 2.4 – Tela do Programa SISPA-BT para Formação de Famílias de SEDS	34
Figura 3.1 – Exemplo de Número de Pontos e Demanda Para Um Alimentador	39
Figura 3.2 – Definição das Faixas de Carregamentos	44
Figura 3.3 – Definição das Faixas de Carregamentos – Distribuição Normal	44
Figura 3.4 – Definição das Faixas de Carregamentos – Distribuição Normal e Acumulada (Verificação da Mudança de Faixas)	45
Figura 3.5 – Definição das Faixas de Carregamentos e Fatores de Multiplicação	46
Figura 3.6 – Distribuição Normal Normalizada Para os Sete Desvios Padrão	47
Figura 3.7 – Distribuição Normal Para os Sete Desvios Padrão	47
Figura 4.1 – Tela do Software GERA-BT	68
Figura 4.2 – Tela do Software GERA-BT	69
Figura 4.3 – Comparação Entre o Carregamento dos Circuitos da Empresa A e os Circuitos Gerados pelo GERA_BT	73
Figura 4.4 – Comparação Entre o Carregamento dos Circuitos da Empresa A e os Circuitos Gerados pelo GERA_BT	74
Figura 5.1 – Resultado Gráfico dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa A	79
Figura 5.2 – Resultado Gráfico dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa B	82
Figura 5.3 – Resultado Gráfico dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa C	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Características das Configurações Típicas de Rede Secundária	18
Tabela 3.1 – Relatório do Fluxo de Potência Para o Circuito da Figura 3.1.....	40
Tabela 3.2 – Dados do Número de Transformadores por Classe de Potência Nominal	41
Tabela 3.3 – Fatores de Multiplicação Para as Faixas de Carregamento.....	46
Tabela 3.4 – Dados de um Alimentador Para Exemplo de Aplicação da Metodologia.....	54
Tabela 3.5 – Número de Transformadores Por Classe de Potência Nominal	55
Tabela 3.6 – Potência Total Instalada no Alimentador	55
Tabela 3.7 – Carregamento Médio dos Transformadores.....	55
Tabela 3.8 – Quantidade de Transformadores em Cada Faixa de Carregamento	56
Tabela 3.9 – Carregamento dos Transformadores em Cada Faixa de Carregamento	57
Tabela 3.10 – Resultado Final do Exemplo	57
Tabela 4.1 – Dados dos Alimentadores	61
Tabela 4.2 – Dados das Subestações.....	62
Tabela 4.3 – Dados dos Transformadores.....	62
Tabela 4.4 – Dados das Redes Secundárias	65
Tabela 4.5 – Exemplo de Redes Secundárias (64 Combinações)	66
Tabela 4.6 – Dados das Redes Secundárias (216 Combinações).....	66
Tabela 4.7 – Comparação do Número de Transformadores por Classe de Potência Nominal	70
Tabela 4.8 – Comparação dos Cabos das Redes Secundárias.....	71
Tabela 4.9 – Comparação dos Comprimentos das Redes Secundárias.....	71
Tabela 4.10 – Comparação dos Tipos (Monofásico ou Trifásico) das Redes Secundárias.....	71
Tabela 4.11 – Comparação das Localizações (Urbano ou Rural) das Redes Secundárias.....	72
Tabela 4.12 – Comparação da Potência Nominal, Localização e Tipo das Redes Secundárias.....	72

Tabela 5.1 – Comparação dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa A.....	77
Tabela 5.2 – Comparação dos Custos Marginais de Distribuição das Redes de BT .	78
Tabela 5.3 – Análise de Probabilidade de Cenários de Investimentos	78
Tabela 5.4 – Comparação dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa B.....	80
Tabela 5.5 – Comparação dos Custos Marginais de Distribuição das Redes de BT .	81
Tabela 5.6 – Análise de Probabilidade de Cenários de Investimentos	81
Tabela 5.7 – Comparação dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa C.....	83
Tabela 5.8 – Comparação dos Custos Marginais de Distribuição das Redes de BT .	84
Tabela 5.9 – Análise de Probabilidade de Cenários de Investimentos	84
Tabela 5.10 – Comparação “Dimensional” das Empresas de Distribuição Estudadas	86
Tabela 5.11 – Comparação dos Valores de Investimento Para os Estudos Realizados	86
Tabela 5.12 – Comparação dos Valores de Investimento com Base nas Ponderações Consideradas.....	87
Tabela 5.13 – Comparação dos Valores de Custos Marginais Para os Estudos Realizados.....	87

LISTA DE ABREVIATURAS

Abaixo são apresentadas as abreviaturas utilizadas nesta dissertação de mestrado. O texto já inicia partindo do pressuposto que o leitor tenha conhecimento deste capítulo e, de uma maneira geral, já conheça as principais abreviaturas do jargão elétrico.

Tabela A – Abreviaturas Utilizadas na Dissertação

AMO	Agregado Marginal de Obras
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CPU	Central Processing Unit (ver UCP)
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. (ver bibliografia, itens [10] e [36])
DEC	Duração Equivalente de interrupção por Consumidor
EDF	Electricité De France [32]
EDP	Electricidade De Portugal [33] – Controladora da Empresa Bandeirante Energia S.A. (ver bibliografia, item [28])
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
END	Energia Não Distribuída
FEQ	Frequência Equivalente de interrupção por Consumidor
FRC	Fator de Recuperação de Capital
GIS	Geographical Information System
MMQ	Método dos Mínimos Quadrados
MT	Média Tensão
NMQ	Nível Mínimo de Qualidade
PC	Personal Computer (Computador Pessoal)
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIG	Sistemas de Informações Geográficas
SISPAI	Sistema de Análise de Investimentos em Média ou Baixa Tensão (ver bibliografia, itens [13] e [14])
SISPLAN	Sistema de Planejamento (ver bibliografia, itens [11] e [12])
SSD	Sistemas de Subtransmissão e Distribuição
UCP	Unidade de Processamento Central

RESUMO

As redes secundárias de distribuição são item de extrema importância no processo de levar a energia produzida de uma fonte até o consumidor final. Dentro de uma Empresa Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica o setor de planejamento, juntamente com o grupo técnico, deve realizar o planejamento dos investimentos necessários nos níveis de alta, média e baixa tensão, sendo que para a baixa tensão (redes secundárias de distribuição), normalmente utilizam-se os dados históricos e a média de investimentos dos últimos anos (de três a cinco últimos anos). Em geral não são encontrados nestas Empresas os cadastramentos das redes secundárias de distribuição ou então, quando estes existem, muitas vezes não são confiáveis. Neste ponto, esta dissertação de mestrado apresentará, aplicará e discutirá os resultados de uma metodologia de geração de redes secundárias de distribuição a partir dos dados das redes primárias de distribuição (média tensão) e dos ativos da Empresa, tendo como foco os investimentos necessários para estas dentro do planejamento agregado de investimentos. O trabalho proposto visa criar condições para que as Empresas enquadradas na situação anterior possam realizar o seu planejamento de baixa tensão valendo-se da aplicação de uma metodologia capaz de gerar tais redes. Uma vez criadas, tais redes serão inseridas dentro de um software de planejamento agregado de investimentos que fornecerá o valor total das aplicações necessárias para os próximos dez anos (planejamento decenal – longo prazo). Ao final do processo, poderá ser observado que os resultados obtidos são muito próximos dos valores esperados para as redes secundárias reais e, com isto, a dissertação discutirá como a metodologia foi implementada, os detalhes da aplicação e, até mesmo, todo o processo de planejamento para três Empresas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Já de posse dos resultados, poderá afirmar-se que o processo produziu valores de muito boa aderência e, assim, os investimentos obtidos para as redes secundárias poderão ser aceitos pelo grupo de planejamento da Empresa. Como consequência dos valores de investimentos obtidos para os dez anos, poderão ser observados ainda, guardadas algumas considerações especiais, os valores dos custos marginais de baixa tensão, item de grande importância no planejamento de redes de distribuição.

ABSTRACT

The low voltage distribution networks are an item of extreme importance in the process of delivering the produced energy from a plant (supply) to the final consumer. In an Electric Power Distribution Company the planning group (sector), together with the technical group, must accomplish the planning of the necessary investments in the high voltage, medium voltage and low voltage levels, and for low voltage distribution networks, usually the historical data and the average of investments of the last years are used (from three to last five years). In general the databases of low voltage networks are not found in these Companies or then, when these exist, a lot of times they are not reliable. For this, this master's degree dissertation will show, apply and discuss the results of a methodology for generating low voltage distribution networks starting from the database of the medium voltage distribution networks and of the assets of the Company, having as focus the necessary investments for these networks in planning of investments. The proposed work wishes to create conditions so that the Companies that are in the previous situation can accomplish their planning on low voltage distribution networks using a methodology capable to generate such nets. Once created, such nets will be inserted in a software of planning of investments that will supply the total amount of investments for them for the next ten years (long period planning). In the end of the process, it will be observed that the obtained results are very close to the expected values for the real low voltage distribution networks and, with this, the dissertation will discuss how the methodology was implemented, the details of the application and, even, the whole planning process for three Electric Power Distribution Companies. With the results, it will be affirmed that the process produces values of very good adherence and, for this, the investments obtained for low voltage distribution networks can be accepted by the planning group in the Company. As a consequence of the investments values obtained for the ten years, it will be able to be observed, kept some special considerations, the values of the marginal costs of low voltage, item of great importance in the planning of distribution networks.

1. OBJETIVO

Com a atual situação do setor elétrico nacional face às privatizações trazendo como consequência a competição, as concessionárias de distribuição de energia elétrica buscam otimizar os seus investimentos para obterem ganhos de forma a recuperar o capital investido e melhorar as condições das redes de distribuição para um padrão aceitável dentro dos limites estabelecidos pelo órgão regulador (ANEEL).

Nas Empresas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica o setor de planejamento é o responsável pela elaboração do plano de obras, cálculo dos custos marginais, montante de investimento a médio e longo prazo, expansão do sistema elétrico para novas áreas dentre outras atribuições. Para isso, levam em conta as perspectivas do mercado consumidor (tendências de crescimento ou racionamento) e, também, os critérios econômicos (taxas de juros, índices de inflação e taxa de recuperação de capital).

Normalmente o planejamento é realizado tendo como critério os níveis de tensão (Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão, doravante denominados apenas por AT, MT e BT, respectivamente) e é o responsável pela avaliação das atuais condições da rede de distribuição, tendo assim os instrumentos para propor as soluções adequadas para o correto funcionamento da rede (planejamento de curto prazo). Deverá, ainda, apontar um futuro confiável (planejamento de médio e longo prazo), desde as linhas de transmissão até o ramal de ligação para o consumidor final.

O planejamento de curto prazo é o que tem o menor desvio da realidade, pois apresenta as obras que serão efetivamente feitas na rede de distribuição em um futuro próximo (um ou dois anos). De fato, estas obras são pouco sujeitas a mudanças na política econômica, às condições de consumo dos clientes, à falta de investimentos, dentre outros motivos, uma vez que já foram previstas anteriormente.

Tradicionalmente o planejamento de médio e longo prazo das redes de distribuição de BT era feito com base em séries históricas e, por isso, muitas vezes não apontava para a real necessidade de investimentos ou então para um excedente destes. Isto porque dependia de políticas econômicas que podiam variar consideravelmente de um governo para outro e, além disso, ainda não estavam

disponíveis os recursos de Tecnologia da Informação capazes de simular as redes de distribuição completas (processamento de uma grande quantidade de informações) de uma Empresa. O planejamento era feito com regras já conhecidas da Empresa pelo grupo de técnicos e engenheiros e, basicamente, tentava repetir o que já havia sido levado em consideração no planejamento anterior.

Com a crescente utilização dos recursos de informática (computadores pessoais ou PC's) e com o sensível aumento na capacidade de processamento das CPU's, o planejamento passou a utilizar softwares de engenharia específicos e considerar diversos novos fatores em seus cálculos, garantindo assim uma melhor confiabilidade em todo seu processo e também no resultado final.

Um dos fatores mais importantes que garantiram este nível de confiabilidade aos sistemas de planejamento foi o aparecimento do GIS. Neste sistema é possível armazenar todas as informações das redes de distribuição (número de transformadores, potência nominal, localização, circuito, cabos das redes primárias e secundárias associadas, corrente para cada período do dia, número de clientes conectados em um transformador, etc...) e, a partir destas, gerar um banco de dados específico para os estudos necessários.

Utilizando os recursos do GIS, surgiram softwares de planejamento que podiam calcular o fluxo de potência presente e futuro, a necessidade de investimentos ano a ano para cada região, a quantidade de obras e onde seriam feitas, além da situação dos atuais equipamentos instalados. Nas Empresas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica onde foi instalado o GIS, podem ser realizados atualmente o planejamento de AT e MT com softwares como o SISPLAN-AT [11] e SISPLAN-MT [12] (**S**istemas de **P**lanejamento de AT e MT) e a análise de investimentos e custos marginais com o software SISPAI-MT [13] (**S**istemas de **I**vestimento de MT) que atualmente já é utilizado em diversas concessionárias em todo o País. De uma forma geral os softwares de simulação de redes de AT e MT têm um comportamento muito próximo à realidade (planejamento tradicional) e isto é o que valida os métodos utilizados e faz com que a ferramenta seja um importante balizador, senão o único, no planejamento das redes AT e MT da Empresa.

O fator decisivo para que as simulações possam refletir um planejamento adequado está na qualidade das informações fornecidas para o sistema, ou seja, quanto mais fidedignos forem os dados, melhores serão os resultados. Outro fator muito importante é a análise (sensibilidade) do planejador no momento de simulação do software, pois é ele quem tem o poder de alterar parâmetros e influenciar decisivamente no resultado final.

Com isto, pode-se observar que os sistemas de AT e MT já possuem ferramentas consolidadas de análise e contam com dados bastante confiáveis, o que produz resultados satisfatórios ao final do planejamento.

Fato semelhante não ocorre nos sistemas de BT. Embora algumas Empresas tenham optado por ter um cadastro completo da rede de distribuição, o que inclui os sistemas de BT e custa consideravelmente mais, normalmente encontram-se aquelas que decidiram ter um cadastro da rede até no máximo o transformador de média tensão (transformador MT/BT) e assim continuaram a realizar o planejamento de BT com a mesma metodologia utilizada no passado, ou seja, sem os recursos de informática adequados. É exatamente neste ponto que este trabalho de mestrado atuará, de forma a criar as informações necessárias para que as Empresas que não dispõem do cadastro de redes de BT possam simulá-las obtendo os investimentos necessários com boa margem de segurança. Isto será feito com uma metodologia capaz de simular redes secundárias de distribuição a partir dos dados das redes primárias de distribuição e ativos para as Empresas que não dispõem, ou então não apresentam, dados suficientes destas redes em seu banco de dados.

As redes de distribuição de BT, responsáveis pela entrega de energia ao consumidor (residencial, comercial ou industrial) necessitam de investimentos para que se possa realizar sua expansão e assim atender a novos clientes. Avaliar os investimentos necessários nas redes de BT, além de gerar o custo marginal de atendimento a esta classe de tensão é de especial importância para que o setor financeiro possa compor o orçamento decenal de investimentos junto aos acionistas da Empresa, de forma a viabilizar todas as obras propostas, ou, pelo menos, boa parte delas, conforme planejado.

Assim, o objetivo desta dissertação de mestrado é gerar uma rede de distribuição de BT fictícia, valendo-se de uma metodologia que utiliza as informações das redes de distribuição de MT de forma que, quando simulada no software SISPAI-BT [14], estime com confiabilidade o volume de investimentos necessários para o planejamento de longo prazo (10 anos) e possa, assim, contribuir com o planejamento de empresas que não possuem a rede de distribuição de BT cadastrada em seu sistema.

Ao final do processo, o setor de planejamento, junto com o seu grupo de técnicos e engenheiros, poderá afirmar, com um determinado intervalo de confiança, quais serão os investimentos necessários nas redes BT.

Para gerar estas redes BT será utilizada uma metodologia que consiste em transformar os dados da rede primária (alimentadores, transformadores, demanda total MT, número de pontos de MT e BT por alimentador, entre outros) em dados para a rede secundária. Para isto será necessário estimar a distribuição de carga entre todos os transformadores da rede, e estabelecer para cada transformador uma rede BT a partir de um conjunto de redes típicas.

A contribuição deste trabalho está em conseguir efetivamente definir uma faixa de investimentos para as redes secundárias de distribuição para empresas que não disponham dos dados cadastrais (totais ou parciais) de tais redes e, assim, ajudar no planejamento de BT além de fornecer os dados de entrada para o cálculo de custos marginais de distribuição. A inovação deste trabalho está no fato de se obter esta rede secundária de distribuição a partir de dados da rede primária com a aplicação de uma metodologia e, ao final do processo, mostrar que os investimentos obtidos com a simulação das redes em um software de planejamento podem ser adotados como referência para o planejamento decenal da empresa.

É importante ressaltar que o foco inicial do estudo é a obtenção de investimentos considerados aceitáveis para as redes BT e, em um segundo instante, como resultado destes investimentos, conseguir definir os valores de custos marginais de distribuição para BT. Assim, pode acontecer de obter-se resultados extremamente satisfatórios no montante de investimentos, mas os valores de custos marginais não apresentarem este mesmo tipo de aderência. Isto poderá ser observado em detalhes nos Capítulos 4 e 5 onde são apresentadas a aplicação da metodologia e a discussão dos resultados.

As principais referências para este trabalho são os trabalhos desenvolvidos pelo ENERQ [29] visando a obtenção de redes secundárias de distribuição para análise de investimentos. Como simulador de evolução para as redes geradas será utilizado o software SISPAI-BT [1][14], desenvolvido pelo ENERQ [29].

Este texto está dividido em seis capítulos mais a bibliografia e, em cada um destes, serão apresentados os seguintes tópicos:

- Capítulo 1) Objetivo : Apresenta uma visão geral do planejamento em uma Empresa Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica, resalta as dificuldades do planejamento de BT e mostra a solução para isto com a metodologia de gerar redes secundárias a partir de redes primárias.
- Capítulo 2) Revisão Bibliográfica : Apresenta um resumo histórico do planejamento de redes de distribuição e dedica especial atenção ao planejamento de MT e BT através dos softwares SISPAI-MT [5][13] e SISPAI-BT [14]. Apresenta ainda um item relativo aos custos marginais e seus modelos.
- Capítulo 3) Metodologia : Apresenta as relações entre redes primárias e secundárias, o conceito de distribuição normal (estatística), a metodologia desenvolvida e finalmente um exemplo de aplicação desta metodologia.
- Capítulo 4) Aplicação da Metodologia (Descrição do Programa) : Mostra os dados necessários para a utilização da metodologia, o processo de geração de redes secundárias e faz uma comparação entre as redes geradas e as redes originais da Empresa.

- Capítulo 5) Simulação das Redes e Resultados : Faz a simulação das redes geradas para três Empresas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica e compara os resultados obtidos com a simulação da rede original da Empresa.
- Capítulo 6) Análises e Conclusões : Conclui-se o trabalho apresentando comentários sobre os resultados obtidos e orientando novos caminhos a serem estudados a partir deste trabalho.
- Capítulo 7) Referências e Bibliografias

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentada uma revisão das bibliografias utilizadas como suporte para esta dissertação, com o objetivo de embasar técnica e cientificamente a metodologia de geração de redes secundárias de BT, assim como os processos externos a esta (softwares de análise de investimento SISPAI-MT e SISPAI-BT).

Inicialmente será apresentado um breve histórico do planejamento de redes secundárias de BT onde poderão ser observados os avanços de metodologias e também os conceitos que permitiram ser possível a geração de redes secundárias a partir de redes primárias de distribuição. Posteriormente serão apresentados os conceitos e metodologias dos softwares de análise de investimento para MT e BT e, finalmente, será apresentado um item relativo ao custo marginal de distribuição.

2.1. HISTÓRICO

O planejamento de redes secundárias de distribuição é um assunto que começou a ser tratado com modelos computacionais a partir do início dos anos 60. A motivação para tal tratamento é o aparecimento dos computadores digitais e, como consequência, o desenvolvimento de modelos computacionais que conseguissem representar e projetar as redes secundárias existentes no futuro próximo ou até mesmo em longo prazo.

Uma das características das redes secundárias de distribuição que dificultava as análises e, por consequência, o planejamento destas, era a enorme quantidade de dados envolvidos. Pode-se imaginar isto observando-se que cada transformador abaixador (de média para baixa tensão) obrigatoriamente gera uma rede secundária. Se associar-se a estas redes algumas características como bitola do cabo, tipo de rede, localização, carregamento máximo e médio, etc... rapidamente obtém-se um volume de informações muito grande.

Os primeiros trabalhos relativos a modelos de planejamento de redes secundárias de distribuição aparecem em 1960 com Anderson [18] e Lawrence [19]. Seguem-se a estes trabalhos os de Burandt [20] em 1961 e Webler [21] em 1963. Inicialmente os modelos contemplavam a busca da solução pelo método de busca exaustiva e isto demandava um tempo de processamento extremamente elevado. A programação dinâmica em redes secundárias de distribuição aparece em 1966 com Wakamatsu [22], que apresentou um modelo composto por uma sucessão de postes adjacentes interligados com suprimento através de um único transformador de distribuição [1]. Este trabalho foi o primeiro a sair do método de busca exaustiva, o que melhorou bastante os tempos de processamento.

Novos trabalhos relacionados a redes secundárias de distribuição só aparecem em 1979 com Gouvea [4], Backlund e Bubenko [23] e a CEMIG [10], que introduziu o conceito de área elementar. Neste conceito as configurações de redes secundárias não lineares, ou seja, um transformador para cada circuito. Em 1988, baseado no trabalho apresentado pela CEMIG, Kagan [2] desenvolveu um trabalho que considerava que uma área elementar poderia ser atendida por algumas topologias já estabelecidas e utilizou a técnica de programação dinâmica para seleção da alternativa com mínimo custo operacional. No início dos anos 80 a ELETROBRÁS contratou serviços de consultoria da EDF para absorção de uma metodologia inédita que avaliava os níveis de investimentos requeridos por índices de qualidade desejados. Também nesta década o CODI criou um grupo de trabalho com a finalidade de definir uma metodologia de planejamento de investimentos nos moldes da metodologia francesa [26] e [27]. Nos anos 90 o CODI publica diversos trabalhos de planejamento de redes secundárias de distribuição agregando custos marginais, representação de redes, entre outros assuntos. Finalmente, em 1999, Antunes [1] apresenta sua dissertação de mestrado baseada nas técnicas e modelagens de representação de redes desenvolvidas por Kagan [2] juntamente com o conceito de planejamento agregado elaborado pelo CODI.

As redes secundárias geradas serão simuladas utilizando-se o software SISPAI-BT, que será descrito a partir de agora neste texto. Inicialmente será apresentado o planejamento de MT e logo em seguida o planejamento de BT.

2.2. O SOFTWARE DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS EM MÉDIA TENSÃO – SISPAI-MT [13]

A metodologia de planejamento agregado de investimentos, no contexto do sistema de distribuição em média tensão, tem por objetivo subsidiar a determinação dos recursos a serem comissionados para atendimento dos critérios técnicos, (levando-se em conta níveis de qualidade de serviço) e econômicos pré-estabelecidos pelo planejador.

O planejamento do SISPAI-MT [13] prevê investimentos referentes à rede primária (**Média Tensão**), subestações de distribuição e ramais de subtransmissão que conectam as subestações novas à rede de subtransmissão (faixa de 69 a 138kV). Desta forma, cada elemento constituído por uma subestação, sua conexão à rede de subtransmissão e alimentadores associados denomina-se SED (**Sistema Elementar de Distribuição**) onde são propostos os investimentos durante o período de planejamento.

Os SED's reais são agrupados em conjuntos cujos elementos apresentam características técnicas, topológicas e operacionais semelhantes, e com a mesma tendência de evolução futura. A este agrupamento é dado o nome de famílias representativas da rede de MT. Poderá observar-se futuramente nesta dissertação que a metodologia para se gerar as redes secundárias utiliza como base os dados da rede primária e o conceito de agrupamento em famílias. Através de métodos estatísticos, determina-se um SED com características adequadas, que representa cada um dos grupos ou famílias formados. Adicionalmente, são estabelecidos grupos de SED's representantes que interagem entre si, de modo a contemplar aspectos de operação no planejamento da expansão do sistema.

O desempenho de cada SED, em termos de tensão, perdas, DEC, FEC, END e carregamento é verificado através de funções estatísticas que correlacionam cada um desses parâmetros com os **descritores** dos SED's associados às famílias. As redes de alimentadores crescem sempre de forma arborescente à medida que o número de pontos de carga também cresce (segundo algoritmo denominado “árvore cronológica de comprimento mínimo”).

Em termos de evolução de redes, considera-se que as subestações podem ter sua capacidade transformadora aumentada por ampliação do número de unidades ou troca por unidades maiores. Os alimentadores podem ser desdobrados (novos alimentadores), reconduzidos ou abrigarem reguladores de tensão. Há, finalmente, a possibilidade de serem implantadas subestações novas, que dividirão com as subestações existentes a carga original.

Os investimentos referentes às obras de cada um dos SED's representantes de famílias é multiplicado pelo número de membros da família, resultando na determinação dos investimentos correspondentes. O investimento total é determinado realizando-se esse procedimento para todos os SED's representantes das famílias, para todos os anos, desde o ano inicial ao horizonte de estudo.

As várias alternativas de “investimentos x qualidade” são analisadas sob a ótica de risco, que busca atender uma política de obediência a um nível mínimo de qualidade pré-estabelecido, e, posteriormente, busca-se um aumento gradativo desta qualidade.

A priorização das obras é realizada ano a ano através de uma lista ordenada, encabeçada pelas melhores obras obrigatórias, que devem ser realizadas para o atendimento de critérios legais ou fixados pela empresa distribuidora, de tensão, de continuidade, e de carregamento. Posteriormente seguem as obras de otimização, convenientes por melhorar a economicidade do sistema, através da diminuição das perdas, da END e da melhoria dos níveis de tensão, já dentro da faixa legal. As obras de otimização são ordenadas por critérios de custo/benefício que representam o quanto foi economizado em perdas, em END e em melhoria de tensão, face ao gasto nas obras dedicadas a esses fins.

A metodologia adotada teve origem em trabalhos desenvolvidos pela EDF / ELETROBRÁS / CODI desenvolvidos na década de 80. Sobre essa base de conhecimentos foram introduzidos conceitos e abordagens específicas realizados no Projeto “SISPAI” [13], [14] e [29], desenvolvido inicialmente no “CENTRO DE EXCELÊNCIA EM DISTRIBUIÇÃO / USP”, tendo posteriormente continuidade dentro do âmbito do projeto ABRADDEE / USP de implantação do modelo nas empresas distribuidoras associadas à ABRADDEE [7].

Os sistemas de distribuição existentes, correspondentes aos SED's reais, são agrupados em conjuntos, cujos elementos (subestações, alimentadores e ramais de subtransmissão) apresentam características técnicas, topológicas e operacionais semelhantes e têm a mesma tendência de evolução futura. Assim, é possível a determinação de um SED típico, com características adequadas, que representa convenientemente um conjunto (uma família) de SED's reais. Portanto, neste primeiro módulo o conjunto de subestações e alimentadores reais passam por um processo estatístico, onde são agrupados em conjuntos com atributos semelhantes, determinando-se um SED típico que representará cada grupo. Fundamentalmente, a metodologia consiste no desenvolvimento de três etapas, que são:

- Classificação das subestações em famílias conforme suas características;
- Classificação dos diversos conjuntos de alimentadores pertencentes a cada família de subestações, em famílias de alimentadores conforme características técnicas;
- Definição das famílias através dos correspondentes descritores com dados de subestações e de alimentadores correspondentes.

Os atributos para classificação das subestações são:

- Tensões nominais AT / MT da subestação;
- Potência instalada da subestação;
- Número de transformadores;
- Número de alimentadores;
- Fator de demanda;
- Taxa de crescimento de carga;
- Fator de carga.

Durante o processo de classificação de SED's reais em famílias, aquelas que apresentam potência instalada inferior a um percentual pré-definido são consideradas pouco significativas. Assim, suas subestações são incorporadas em outros grupos, conforme critérios de reagrupamento fornecidos pelo planejador, onde considera-se o peso dos atributos. Os atributos para classificação dos alimentadores são:

- Extensão total do alimentador;
- Número de pontos de carga;
- Demanda de ponta;

- Ângulo de ação;
- Taxa de crescimento horizontal das cargas;
- Taxa de crescimento vertical das cargas;
- Fator de carga;
- Expoente da função densidade de carga (α).

O último atributo, expoente da função densidade de carga, conhecido como α , é um valor que diz respeito a topologia da rede, ou seja, à configuração do alimentador. Usualmente, este valor encontra-se na faixa entre -1 e 8 , e sua definição é empírica. Alimentadores curtos, com carga urbana próxima a subestação, têm valores de α próximos de zero; para alimentadores rurais, α normalmente é negativo; alimentadores longos, geralmente utilizados para atender cargas distantes, como por exemplo pequenas cidades ou cooperativas, podem apresentar α positivos.

Adicionalmente, a metodologia propõe a formação de grupos geográficos de subestações reais com os quais são contempladas as condições de operacionalidade de determinada área de atuação caso esta apresente regiões onde há grande interação operativa entre os alimentadores das subestações próximas. O processo de formação de famílias visa agrupar as subestações e alimentadores que apresentam graus adequados de similaridade de modo a reduzir o número de elementos representados, sem perda significativa de precisão. Este processo é viabilizado pelas técnicas de agrupamento utilizadas.

Este modelo de representação deve ser complementado pela composição de grupos de subestações reais que interagem (trocam carga) significativamente entre si, de modo a contemplar aspectos de operacionalidade do sistema que, sem dúvida, pode impactar de forma substancial no volume de obras e, conseqüentemente, nos investimentos requeridos.

O processo é basicamente calcado em uma classificação fundamentada em critérios de similaridade propostos pelo planejador, segundo sua sensibilidade e experiência. Dentro desse quadro, a classificação dos SED's em famílias funciona de acordo com os seguintes passos:

- Classificação dos SED's reais em famílias: Inicialmente é realizada uma classificação hierárquica dos SED's (subestações e alimentadores reais da empresa);

- Substituição dos SED's reais pelos representantes das famílias: Nesta etapa, os SED's típicos, que representam as famílias de SED's determinadas no passo anterior, tomarão o lugar dos SED's reais, no espaço físico das áreas em estudo. A substituição do SED real se fará pelo representante da família, a qual o SED real pertence. A área em estudo fica assim contendo apenas SED's típicos;
- Identificação de aglomerados de subestações: Através de critérios de sensibilidade do planejador, os SED's típicos localizados no passo anterior são agrupados, propondo-se assim, potenciais conjuntos de SED's, que se prestarão à constituição de grupos de subestações. Os critérios para aglomerar os SED's poderão ser, dentre outros: proximidade física; facilidade de transferência de carga; fronteiras naturais (rios, morros, lagoas, entre outros); características das redes primárias (aérea/subterrânea, tensão de operação, entre outros);
- Definição dos grupos de subestações: A partir dos aglomerados propostos no passo anterior, são identificados os similares. A seguir, procedem-se ajustes, no sentido de minimizar o número de grupos de SED's existentes, através de eventuais relaxamentos dos critérios classificatórios utilizados na formação dos aglomerados de SED's (passo anterior).

Em casos de subestações que atendem áreas isoladas (com interação operativa pouca significativa ou mesmo inexistente com subestações próximas) são propostos grupos unitários de subestações constituídos exclusivamente pela subestação em análise. Desta forma, propõe-se um modelo adequado de representação de redes, que viabiliza a redução do universo de subestações e alimentadores avaliados, sem perda significativa de precisão. No âmbito do planejamento agregado de investimentos em sistemas de distribuição, privilegia-se o global em detrimento do particular.

Assim as individualidades das redes, com suas peculiaridades, como localização geográfica, topologia física e carregamento específico, cedem espaço à visão geral que classifica as redes em famílias, conforme mostrado anteriormente e as trata como se fossem iguais às unidades representativas das famílias. As compensações dos desvios positivos e negativos inerentes deste procedimento garantem resultados satisfatórios.

Figura 2.1 – Fluxograma da Metodologia do SISPai-MT

O desempenho das redes, em termos de queda de tensão, perdas, DEC, FEC, END e carregamento, também são avaliados de forma estatística, não havendo interesse em se conhecer esses valores para cada rede particularmente.

Vários trabalhos foram publicados tratando de modelos, em que expressões estatísticas são ajustadas, fornecendo valores de parâmetros operacionais e topológicos de redes, em função de variáveis explicativas (descritores de famílias) que caracterizam as redes. Particularmente nesta metodologia, o modelo adotado, prevê redes arborescentes que tem um crescimento cronológico, através da incorporação das novas cargas, conectadas na rede existente através do comprimento mínimo de alimentador possível.

Na Figura 2.1 pode-se observar o fluxograma que ilustra a metodologia do SISPAI-MT.

2.3. O SOFTWARE DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS EM BAIXA TENSÃO – SISPAI-BT [14]

Os investimentos praticados no segmento de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (rede secundária) constituem-se num percentual significativo dos orçamentos das concessionárias de distribuição.

Neste contexto, foi desenvolvida uma metodologia que propõe modelagens originais na representação da rede e da carga, na avaliação do desempenho operacional e na estimativa de evolução das redes, que permitem aperfeiçoar os estudos dando-lhes subsídios adequados para avaliação do volume de investimentos requerido e dos aspectos de economicidade e qualidade de fornecimento. Esta metodologia foi implementada em um programa computacional denominado “SISPAI-BT” [14], desenvolvido por um grupo de trabalho estabelecido entre a ABRADÉE [7] e o ENERQ/USP [29]. Os principais tópicos deste projeto são abordados nos itens a seguir.

Os investimentos praticados no segmento de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (rede secundária) constituem-se num percentual significativo dos orçamentos das concessionárias de distribuição.

Neste contexto, foi desenvolvida uma metodologia que propõe modelagens originais na representação da rede e da carga, na avaliação do desempenho operacional e na estimativa de evolução das redes, que permitem aperfeiçoar os estudos dando-lhes subsídios adequados para avaliação do volume de investimentos requerido e dos aspectos de economicidade e qualidade de fornecimento. Esta metodologia foi implementada em um programa computacional denominado “SISPAI-BT” [14], desenvolvido por um grupo de trabalho estabelecido entre a ABRADDE [7] e o ENERQ/USP [29]. Os principais tópicos deste projeto são abordados nos itens a seguir.

2.3.1. PLANEJAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA

A rede secundária tem algumas características peculiares que leva a tratamentos diferenciados na abordagem de planejamento. Em áreas onde há grande concentração urbana o desenvolvimento da rede é complexo, estando à mercê de movimentos da dinâmica urbana. O planejamento da rede secundária deve contemplar, ainda, as seguintes características:

- Grande número de circuitos: um alimentador primário urbano atende em média 100 transformadores de distribuição (as vezes mais de 200) o que impacta o número aproximado de redes secundárias a serem simuladas;
- Dificuldade de previsão: a área de influência de cada rede é de dimensões reduzidas, prejudicando a previsão individualizada de cada um destes circuitos.

Sendo o número de circuitos extremamente elevado, acarreta um grande volume de dados, necessitando-se de várias simulações de diversos cenários econômicos e de mercado, políticas alternativas de evolução tecnológica, mudanças de critérios de planejamento e de projeto. Estas características indicam duas diretrizes básicas que devem ser privilegiadas:

- Modelos adequados de representação que permitam reduzir e avaliar de forma adequada toda rede secundária, sem perda significativa de precisão;
- Modelos otimizados de evolução de redes secundárias que contemplem os aspectos de economicidade e qualidade de serviço e que possam prover respostas rápidas a questões fundamentais como a determinação do volume mínimo de investimentos assegurando os níveis mínimos pré-estabelecidos de qualidade de fornecimento.

Estas premissas são contempladas adequadamente na metodologia descrita a seguir.

2.3.2. SISTEMA ELEMENTAR DE DISTRIBUIÇÃO – SEDS

Busca-se representar as redes secundárias através dos seus principais atributos (parâmetros técnicos, topológicos e operacionais) influentes na determinação dos investimentos. Entende-se como redes secundárias as instalações que incluem o transformador de distribuição e o circuito que este alimenta, bem como os equipamentos de proteção e conexão associados e as estruturas que o sustentam. É possível identificar os seguintes atributos que representam a rede e a carga: tensões nominais de MT e BT do transformador, configuração do circuito, densidade de carga, potência nominal do transformador, bitola dos condutores, fatores característicos da carga e, também, a taxa de crescimento. Uma rede assim caracterizada é um SEDS (Sistema Elementar de Distribuição Secundária), que permite a identificação de uma rede secundária através de um vetor.

Definida a área elementar, devem ser estabelecidas as possíveis configurações de rede secundária para seu suprimento. As configurações básicas consideradas pelo modelo são exibidas na Figura 2.2. Nota-se, que a Configuração 1, por exemplo, permite a instalação de quatro circuitos secundários na área elementar (cada rede apresenta 1200m de comprimento nesta configuração). No total, para todas as configurações, a soma das redes secundárias deve ser igual a 4800m.

Figura 2.2 – Configurações Típicas de Rede Secundária para Atendimento da Carga na Área Elementar

As características de cada configuração podem ser resumidas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Características das Configurações Típicas de Rede Secundária

Configuração Típica	Número de Trafos / Circuitos	Atendimento (Frentes de Quadra)	Comprimento / Circuito
1	4	24	1200m / circuito
2	6	16	800m / circuito
3	12	8	400m / circuito
4	24	4	200m / circuito
5	48	2	100m / circuito

2.3.3. MODELAGEM DA REDE

O mercado de energia elétrica suprido pelas redes secundárias é representado por cargas uniformemente distribuídas nas zonas homogêneas, que apresentam a mesma taxa de crescimento durante o período de planejamento. A carga é modelada como sendo de corrente e fator de potência constante, independente da flutuação de tensão e caracterizada pelos parâmetros:

- Densidade de carga inicial dada em termos da demanda máxima diversificada por comprimento de rede secundária (kVA / m);
- Curva de crescimento anual da demanda na área elementar. O modelo permite a utilização de qualquer uma das seguintes curvas: linear, exponencial, parábola, logística e função dada por pontos.

2.3.4. FAMÍLIAS DE SEDS

Os SEDS com atributos similares podem ser agrupados em um conjunto, denominado família de SEDS, da mesma maneira apresentada no planejamento de MT. Cada família pode ser representada por um único SEDS representante, cujos descritores são determinados a partir dos atributos dos SEDS que compõem a família. Ressalta-se que **atributos** são parâmetros técnicos, topológicos e operacionais que caracterizam a rede e a carga utilizadas para formação das famílias e **descritores** são parâmetros técnicos, topológicos e operacionais que caracterizam o **SEDS representante** daquela família.

Os atributos associados à rede (tensões nominais, potência nominal de transformadores, bitola e configurações das redes) contribuem para a formação das famílias com o seu próprio valor.

Os atributos associados à carga (densidade, taxa de crescimento e fator de carga) contribuem para a formação das famílias através de dois ou mais intervalos de referência pré-estabelecidos pelo planejador.

Formadas as famílias, o valor de cada descritor do SEDS representante é a média ou a moda dos valores dos atributos dos SEDS membros, dependendo se o atributo é uma grandeza contínua (por exemplo: densidade de carga) ou discreta (por exemplo: bitola do condutor). No caso dos transformadores, a potência nominal do SEDS representante é determinada pela média das potências dos transformadores que constituem a família, aproximada para a potência nominal mais próxima da série padronizada. O processo para formação das famílias de SEDS baseia-se num critério que os agrupa conforme semelhança de atributos e adotando-se uma hierarquia na seguinte ordem:

- Tensões nominais de MT e BT;
- Configuração da rede;
- Densidade de carga;
- Potência dos transformadores de distribuição;
- Bitola dos condutores;
- Fatores característicos da carga.

A partir das famílias de SEDS formadas determinam-se as zonas homogêneas associadas, bem como a área de atendimento correspondente da seguinte forma:

- A partir do comprimento das redes reais constituintes da família, e do comprimento linear da área elementar (4800m) são determinadas as quantidades de áreas elementares associadas a cada família.
- Sendo conhecida a área de cada área elementar determina-se a área total da zona homogênea multiplicando-se a quantidade de áreas elementares determinada no passo anterior pela área correspondente (no caso da Figura 2.2, a área é de 0,24 km²).

Ao final deste processo de formação de famílias, ter-se-á toda a região de estudo subdivida em zonas homogêneas em relação à topologia da rede e ao mercado suprido.

2.3.5. METODOLOGIA DE ANÁLISE DE EVOLUÇÃO DAS REDES DE BAIXA TENSÃO

No modelo adotado para a determinação da evolução ótima de redes secundárias, procede-se à geração conjunta de alternativas viáveis. As alternativas geradas são identificadas por uma terna de estados correspondente ao tipo de configuração da rede, bitola dos condutores e número e potência nominal dos transformadores.

Neste processo de otimização, utiliza-se um algoritmo de programação dinâmica que consiste na eliminação gradual das alternativas de evolução descartando aquelas que tenham mesmos estados posteriores em relação a um dado ano limite e que apresentem maiores custos até então. O algoritmo é repetido até o ano horizonte quando estará definida a evolução ótima das redes secundárias em cada zona homogênea.

Com os resultados obtidos, pode-se agregar os investimentos associados a cada zona homogênea, através do somatório dos produtos das quantidades de áreas elementares correspondentes a cada uma das zonas consideradas, pelo investimento em transformadores e redes secundárias.

Durante a formação de famílias, o atributo densidade de carga é utilizado no processo de classificação a partir do estabelecimento de intervalos de referência adequados, onde o intuito é viabilizar o agrupamento de redes que apresentem um carregamento compatível, evitando desta forma a formação de famílias onde, eventualmente, apareçam redes com baixo e/ou alto (elevado) carregamento.

Estabelecer estes intervalos de referência como dado de entrada tende a ser tarefa complexa. Deste modo, a metodologia apresenta flexibilidade para o estabelecimento, de modo automatizado, de intervalos adequados de definição da densidade de carga das redes secundárias das empresas, de modo que cada um destes intervalos contenha um número similar de redes.

A metodologia contempla a proposição de investimentos em áreas existentes (com redes já instaladas) e em novas áreas de atendimento. O crescimento da carga em áreas existentes é explicado pela taxa de crescimento vertical, ao passo que o crescimento da carga em áreas novas é explicado pela taxa de crescimento horizontal (ambas estimadas em valores anuais). Ressalta-se que áreas novas correspondem a áreas de expansão ainda não eletrificadas. Portanto, o atendimento da carga prevista nestas áreas implica necessariamente na instalação de redes novas (BT e MT).

Já nas áreas existentes, o crescimento da carga corresponde a um incremento da carga do conjunto dos consumidores atendidos e dos novos consumidores que surgem nestas áreas, e as obras correspondentes consistem, basicamente, em intervenções nas redes já instaladas (troca dos transformadores de distribuição existentes por outros de maior capacidade ou instalação de novos transformadores, divisão dos circuitos secundários ou recondutoramento dos condutores).

Desta forma, um parâmetro que pode influir significativamente nos resultados é a taxa de crescimento horizontal das redes secundárias (parâmetro em geral de difícil aferição). Este parâmetro é também configurável de modo a permitir análises de sensibilidade por parte do planejador, subsidiando estudos de avaliação de investimentos em áreas existentes e áreas novas.

Por outro lado, o conhecimento das regionais a qual cada rede secundária cadastrada pertence permite estimar, para cada família e para o sistema como um todo, o volume de investimentos destinado a cada regional. A composição destes valores viabilizará uma estimativa do volume de investimentos destinado a cada regional bem como uma estimativa de evolução dos principais indicadores de desempenho operacional correspondente (perdas, queda de tensão e parâmetros de continuidade).

O módulo de evolução é fundamentado na técnica de programação dinâmica que determina para cada família a rede que minimiza os custos totais (incluindo investimento, perdas e imperfeição de tensão) ao longo do período de planejamento. Em princípio, esta técnica fornece um resultado específico para cada família, desvinculado da disponibilidade orçamentária nos anos em que são propostas intervenções na rede. Este aspecto pode gerar incompatibilidades com a disponibilidade orçamentária estabelecida para cada ano de planejamento.

No software de utilização, esta técnica foi adaptada de modo a compatibilizar a solução proposta com a dotação orçamentária anual fixada pelo planejador. Basicamente, em casos de restrição orçamentária, o programa inicialmente efetua uma ordenação das famílias (associadas a uma zona homogênea específica) em ordem decrescente dos investimentos propostos. Fixa inicialmente a primeira família e buscam-se outras soluções que não incorram em investimentos na rede no ano em que se verificam restrições orçamentárias.

Caso seja possível a proposição de outras soluções compatíveis com o volume orçamentário de todos os anos em análise, esta nova solução é indicada, do contrário preserva-se a solução inicial. Repete-se o processo para as demais famílias até que todos os orçamentos anuais sejam respeitados. Caso não existam soluções alternativas para as famílias contempladas nestes casos em que se verificam restrições orçamentárias, caracteriza-se uma situação de colapso por insuficiência de orçamento. Este mecanismo é avaliado em todos os anos de estudo, de modo a compatibilizar a solução proposta com o correspondente orçamento fixado.

2.3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O SISPAI-BT

A metodologia de planejamento agregado de investimentos proposta está alicerçada em dois tópicos principais:

- Um modelo adequado de representação de redes secundárias, que viabiliza a representação de macro-regiões de planejamento por famílias de redes típicas, permitindo analisar um número significativamente menor de redes secundárias, sendo os resultados correspondentes generalizados para toda a região de estudo sem perda significativa de precisão;
- Um modelo otimizado de evolução de redes secundárias, onde, a partir da modelagem por famílias obtida no passo anterior, é determinada a evolução de redes que minimiza os custos totais com respeito aos critérios técnicos pré-estabelecidos.

Entende-se que a modelagem da rede secundária através de famílias é bastante adequada, pela numerosa quantidade de redes secundárias existentes numa área de concessão e pelo pequeno número de seus principais atributos.

Quanto ao modelo de evolução, são analisadas todas as combinações de redes possíveis para suprimento da carga, sendo determinada aquela de mínimo custo total, que respeita os critérios técnicos estabelecidos e contempla todas as parcelas de custos (investimento, operacionais, imperfeição de tensão e de serviços) relevantes, de modo eficiente em termos de processamento em microcomputador, devido a otimização propiciada pelo modelo de programação dinâmica.

2.4. CUSTOS MARGINAIS

Os custos marginais de expansão de capacidade, no âmbito do setor elétrico, representam uma estimativa de custos para o atendimento de uma unidade adicional de demanda (kW) no horário de ponta, ao longo dos seus diversos segmentos, incluindo a própria rede a que está ligada à carga e todos os níveis a montante. Constitui um parâmetro microeconômico de suma importância. O seu conceito apresenta uma correta sinalização entre volume de produção, demanda associada a determinado produto e estrutura de custos correspondente, numa adequada referência para os produtores.

Sob a ótica do consumidor, o conhecimento de uma base tarifária justa associada ao consumo de energia que seja expressa por uma estrutura de preços baseada nos custos marginais, o ajudará a adotar o comportamento mais vantajoso para ele e, por conseguinte, para toda sociedade, dada a possibilidade que tem de mensurar o benefício decorrente da redução ou deslocamento do respectivo consumo.

Hoje, no setor elétrico, existem duas metodologias básicas que estão sendo aplicadas para determinação dos custos marginais no sistema de distribuição de energia elétrica. A primeira delas já é dominada desde meados da década de 80 e é conhecida como “Leis de Quantidade de Obras” (LQO), que constituem funções técnicas de produção que associam a quantidade dos agregados de obras ao consumo de energia ou demanda, para tanto valendo-se de dados históricos de obras e investimentos. A segunda metodologia é baseada no “Custo Incremental Médio de Longo Prazo” (CIMLP), metodologia pela qual o cálculo do custo marginal fundamenta-se num plano otimizado de investimentos proposto para as redes de distribuição de energia elétrica.

O CIMLP foi inclusive sugerido pela consultoria internacional, consórcio liderado pela Coopers and Lybrand, que assessorou o governo brasileiro no âmbito da atual reformulação do setor elétrico. Ressalta-se que a metodologia do CIMLP vem sendo utilizada para a determinação dos custos marginais no âmbito do setor elétrico desde meados da década de 80, porém não usualmente nos segmentos da distribuição em média e baixa tensão.

A utilização de cada uma delas sempre esteve, ao longo das duas últimas décadas, atrelada aos níveis de tensão:

- Extra Tensão e alguns sistemas de Alta Tensão – Custo Incremental Médio de Longo Prazo (redes de transmissão);
- Alta Tensão – Custo Incremental Médio de Longo Prazo ou Lei de Quantidade de Obras (redes de subtransmissão);
- Média e Baixa Tensão – Lei de Quantidade de Obras.

Essas recomendações históricas, da década de 1980, quando foi dado início a todos estes estudos no Brasil, visando a implantação de um sistema tarifário estruturado nos custos marginais, cuja memória está sendo restabelecida com o advento da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), deveu-se basicamente, às dificuldades intrínsecas ao próprio sistema, da elaboração de um plano de obras embasado em estudos de planejamento pontuais para os níveis de média e baixa tensão.

2.4.1. LEIS DE QUANTIDADE DE OBRAS (L.Q.O)

Esta metodologia baseia-se na premissa de que o futuro próximo se comporta como o passado recente. A equação básica associada a esta metodologia é descrita na Equação 2.1.

$$Y = k \bullet X^{\alpha}$$

Equação 2.1

Na equação Equação 2.1, Y representa a quantidade de obra de um determinado agregado de rede; X é a unidade de produto (consumo ou demanda); α representa o rendimento de escala, parâmetro que explica o ritmo de eletrificação no passado recente com agregação ou não de novas áreas; e k representa um coeficiente de eficácia, constante, que depende da tensão, da forma geométrica da zona atendida, da disposição da rede, da queda de tensão máxima admissível e da resistividade dos condutores utilizados.

Para formação adequada de um banco de dados que viabilize a aplicação desta metodologia deve-se dispor, basicamente, dos seguintes dados:

- Históricos das obras (Y);
- Históricos dos consumos (X).

O processo de cálculo parte da logaritimização da equação básica, visando transformar uma equação exponencial em linear, como apresentado na Equação 2.2.

$$\ln Y = \ln k + \alpha \cdot \ln X \quad \text{Equação 2.2}$$

A equação acima, representa a equação de uma reta, em assim sendo, a definição da mesma pode ser feita efetuando-se uma regressão dos dados históricos das obras (quilômetros de linhas, número de postos de transformação e kVA instalado) e consumos do nível de tensão considerado (média ou baixa tensão), mediante o método dos mínimos quadrados (MMQ). A partir dos resultados obtidos, determina-se facilmente a equação exponencial desejada, que explicará a evolução das obras em função do mercado atendido.

Derivando-se a equação básica determina-se o agregado marginal de obras (AMO), mediante a Equação 2.3.

$$\frac{\delta(Y)}{\delta(X)} = \alpha \cdot k \cdot X^{\alpha-1} = \alpha \cdot k \cdot \frac{X^{\alpha}}{X} = \alpha \cdot \frac{Y}{X} \quad \text{Equação 2.3}$$

Ou seja, o agregado marginal de obras, num determinado período, vem a ser o produto do coeficiente de escala obtido historicamente pela relação entre o total de obras e consumos previstos para o referido período.

Segue que o custo marginal do agregado de obra considerado é determinado multiplicado-se o resultado obtido com o agregado marginal pelo respectivo custo unitário, conforme a Equação 2.4.

$$C_{MG}(Y) = I_o \cdot \alpha \cdot \frac{Y}{X} \quad \text{Equação 2.4}$$

Como normalmente as tomadas de decisão ou definição das tarifas são feitas mediante análises de custos anuais, o custo marginal obtido deverá ser anualizado, o que poderá ser feito mediante a utilização de um fator de recuperação de capital (FRC) ou método de anualização linear, que levará em consideração: a vida útil da instalação; remuneração do capital e custos de manutenção e operação da mesma.

Em face da dificuldade de se levantar históricos de demanda na baixa tensão, normalmente trabalha-se com históricos de consumo, o que leva à obtenção de resultados em R\$/kWh.

Para se obter o custo marginal por unidade agregada de demanda na hora da ponta, aplica-se um fator H definido como “número de horas de utilização da demanda máxima” (período equivalente de utilização da demanda máxima que resulta na mesma energia fornecida durante o ano) para converter o valor original em R\$/kW.

Como principais vantagens visualizadas nesta metodologia pode-se citar:

- Revela uma provável tendência de investimentos;
- A disponibilidade de uma base de dados confiável referente aos históricos de investimento e volume de obras praticadas permite estimar o impacto da evolução tecnológica na implantação de redes de média e baixa tensão;
- Fornece subsídios para definição de políticas de projeto de redes de média e baixa tensão.

Como principais cuidados na aplicação da metodologia pode-se citar:

- Dados históricos inexistentes e/ou não confiáveis de algumas empresas;
- Descontinuidades de políticas de investimentos nas empresas que poderão distorcer a realidade futura dos custos;
- Probabilidades de mudanças de políticas de investimentos “Passado X Futuro” que poderão levar a resultados incorretos;
- Índices de qualidade de serviços registrados no passado X compromissos assumidos para o futuro”;
- Dificuldade dos custos avaliados de operação, reforços e manutenção refletirem os efetivamente praticados.

No âmbito da análise, procurou-se abordar os aspectos gerais desta metodologia, tanto o modelo original baseado nos trabalhos da EDF (método das “Cross Section”) quanto as adaptações efetuadas pela ELETROBRÁS para utilização em âmbito nacional (método das “Séries Temporais”). Também foram enfatizadas proposições alternativas que viabilizem a inclusão do conceito de qualidade de fornecimento na concepção destas leis (contemplando-se, basicamente, parâmetros como queda de tensão máxima permitida, carregamento máximo de condutores e perda máxima na rede), a partir de hipóteses adequadas e de uma formulação análoga à proposta feita inicialmente pela EDF.

2.4.2. CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO (C.I.M.L.P.)

Este método faz a aproximação do custo marginal com base no custo médio da expansão prevista.

A equação básica deste método é apresentada na Equação 2.5.

$$CIMLP = \frac{\sum \left[(\Delta I_i) / (1+a)^{(i-1)} \right]}{\sum \left[(\Delta P_i) / (1+a)^{(i-1)} \right]} \quad \text{Equação 2.5}$$

Onde:

- ΔI_i = investimentos anuais agregados (i) ao longo do período considerado;
- ΔP_i = demandas anuais agregadas (i) ao longo do período considerado;
- a = taxa de atualização do capital.

A Equação 2.5 fornece como resultado a média móvel dos custos médios de investimentos realizados em cada ano “n” de estudo, e pode ser demonstrada conforme a Equação 2.6.

$$C_i = \frac{I_i}{D_i} \quad \text{Equação 2.6}$$

Onde:

- I = investimento incremental, num determinado ano i ;
- D_i = demanda incremental, num determinado ano i ;
- C_i = custo incremental, num determinado ano i .

Considerando-se que a receita total no horizonte “n” projetado deve ser capaz de cobrir os custos totais dos investimentos tem-se a Equação 2.7 e a Equação 2.8.

$$\sum_{i=1}^n \frac{C_i \times D_i}{(1+a)^{(i-1)}} = \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+a)^{(i-1)}} \quad \text{Equação 2.7}$$

$$\sum_{i=1}^n \frac{C_i \times D_i}{(1+a)^{(i-1)}} = \sum_{i=1}^n \frac{P \times D_i}{(1+a)^{(i-1)}} \quad \text{Equação 2.8}$$

Como o preço “P” deve ser constante durante todo o horizonte considerado para manter a estabilidade tarifária pode-se finalmente chegar-se a Equação 2.9.

$$\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+a)^{(i-1)}} = P \times \sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+a)^{(i-1)}} \quad \text{Equação 2.9}$$

Concluindo-se , portanto, conforme a Equação 2.10.

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n I_i / (1+a)^{(i-1)}}{\sum_{i=1}^n D_i / (1+a)^{(i-1)}} = \text{Custo Marginal Médio} \quad \text{Equação 2.10}$$

Como pode ser observado, para se obter o custo marginal deve-se igualar os investimentos feitos em um período com a receita deste mesmo período, assim, como os investimentos são realizados em uma unidade monetária (R\$) e a receita provém da multiplicação do custo marginal (R\$ / kW) pela demanda (kW), pode-se observar que para encontrar-se o equilíbrio da equação **deve-se trazer ambos valores de unidade monetária para a mesma base temporal**. Finalmente, isolando-se o custo marginal observa-se a Equação 2.10.

Assim, tem-se que o custo marginal multiplicado pelas demandas e os investimentos deverão ser referenciados a uma mesma base temporal que normalmente é adotada como o primeiro ano de estudo.

A formação de uma base de dados adequada para aplicação desta metodologia deve conter:

- Previsão plurianual de mercado;
- Plano plurianual de investimentos.

A partir da rede existente e do acréscimo de carga a ser solicitado ao sistema é definido um programa de obras necessárias ao atendimento da carga prevista, dentro de critérios pré-estabelecidos de confiabilidade e qualidade de serviço (plano decenal de obras do setor elétrico).

O planejamento dos sistemas de subtransmissão e distribuição (SSD), que atendem os consumidores de grande e pequeno porte, bem como subestações transformadoras, é feito levando-se em consideração apenas os requisitos de cargas previstas e capacidade do sistema existente.

Dispondo-se do banco de informações sobre os sistemas, planejados para os horizontes de curto, médio e longo prazos (plano decenal), possibilita-se o cálculo do “Custo Médio da Expansão”, utilizando-se a metodologia do CIMLP, para cada um dos níveis de tensão.

Pelas mesmas razões expostas anteriormente, a partir do custo marginal médio de expansão, passa-se ao cálculo do custo anual de antecipação dos investimentos, que engloba as despesas de capital, depreciação e operação e manutenção (O&M).

Uma das formas de fazer este cálculo, é multiplicar-se cada investimento (I_i) por uma taxa de antecipação que é o somatório das taxas correspondentes a cada uma das despesas citadas (anualização linear), conforme observado na Equação 2.11.

$$\text{Taxa de Antecipação} = (\text{Taxa Remuneração} + \text{Taxa Depreciação} + \text{Taxa O\&M})$$

Equação 2.11

Uma outra forma de se obter o custo marginal anualizado dos investimentos é através do cálculo do custo anual equivalente de cada investimento, durante a respectiva vida útil, mediante a taxa de remuneração desejada e agregando-se as despesas de O&M.

A principal vantagem visualizada na aplicação desta metodologia é que esta revela a real necessidade de investimentos da empresa.

Como principais cuidados requeridos na aplicação desta metodologia pode-se citar:

- Indivisibilidade das obras, que, dependendo do grau, poderá distorcer o resultado obtido (a aproximação custo médio x custo marginal se torna imprecisa);
- Passado com excesso ou carência de investimentos, que será refletido de forma expressiva nos primeiros anos da série, distorcendo o resultado do que seria o custo marginal de longo prazo.

2.4.3. MODELOS DE PLANEJAMENTO AGREGADO DE INVESTIMENTOS

A aplicação da metodologia do custo incremental médio de longo prazo (CIMLP) requer um plano otimizado de expansão onde, a partir dos investimentos obtidos e das projeções de mercado estimam-se os custos marginais correspondentes.

Uma forma de se obter este plano otimizado de investimentos é utilizando-se a metodologia de planejamento agregado de investimentos em redes de distribuição, que propõe modelagens adequadas no que concerne à representação da rede e da carga, avaliação do desempenho operacional e modelo de evolução de redes. Esta metodologia pode ser utilizada tanto em redes de média quanto de baixa tensão, conforme brevemente explanado nos itens a seguir.

2.4.4. MODELOS PARA O NÍVEL DE MÉDIA TENSÃO

Em linhas gerais, a metodologia de planejamento agregado de investimentos no nível de MT pode ser sintetizada em 3 tópicos básicos: representação da rede, avaliação do desempenho operacional e modelo de evolução de redes, como descrito no item 2.1.

No aspecto de avaliação do desempenho operacional, a metodologia propõe a análise através da utilização de funções estatísticas que correlacionam os parâmetros operacionais de interesse, como queda de tensão máxima, perda máxima de determinado alimentador, energia não distribuída, duração e frequência de interrupções com parâmetros topológicos, técnicos e operacionais que os caracterizam, como demanda máxima suprida, número de pontos de carga suprido, ângulo de ação, entre outros.

O modelo de evolução de redes é norteado pela necessidade de realizar obras para que os critérios de nível mínimo de qualidade (NMQ) sejam atendidos e pela conveniência de realizar obras que sejam atrativas do ponto de vista benefício/custo, sempre respeitando um nível pré-estabelecido de orçamento anual. Cada rede

representativa de uma família é analisada ano a ano, de modo a identificar eventuais transgressões em critérios de NMQ e avaliar os custos e os benefícios de todas as possíveis obras realizáveis, sejam para o atendimento de critérios ou para melhoria de qualidade ou economicidade.

Esta metodologia está implementada no software “SISPAI-MT” [13] que efetua avaliações de planos de investimentos nas redes de média tensão. A Figura 2.3 ilustra a tela do software para cálculo dos custos marginais de expansão pelo método do Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP).

Figura 2.3 – Tela do Programa SISPAI para Cálculo dos Custos Marginais (Método do CIMLP)

2.4.5. NÍVEL DE BAIXA TENSÃO

O segmento de baixa tensão apresenta especificidades em sua modelagem adaptadas as suas características. Em relação ao modelo de representação, o conceito é similar ao proposto para a rede de média tensão, efetuando-se a formação de famílias de SEDS a partir de critérios de similaridade de seus principais atributos de caráter topológico e de mercado, determinando-se, para cada família, um representante típico cujos parâmetros descritivos constituem valores médios ou mais frequentes dos elementos representados.

O modelo de evolução utiliza um algoritmo de otimização baseado em técnicas de programação dinâmica que avalia, para determinada família de SEDS a evolução de redes que minimiza os custos totais (incluindo os custos de investimentos, operacionais e de imperfeição de tensão), de modo eficiente em termos computacionais (testam-se todas as alternativas viáveis de evolução determinando-se aquela de menor custo).

Esta metodologia foi implementada no software “SISPAI-BT” [14] que efetua avaliações de planos de investimentos nas redes de baixa tensão. A Figura 2.4 ilustra a tela do software para formação de famílias no momento em que são inseridos os critérios para formação das mesmas.

Módulo para formação de famílias

Rede a processar:

Rede Paper

Representatividade das Famílias:

Critério (%): 1

☒ Manter famílias sem representatividade
☐ Excluir famílias sem representatividade
☐ Rearranjar famílias sem representatividade

Elementos a considerar:

Configurações:	Transformadores:	Bitolas:
100 m	15 kVA	1/0
200 m	30 kVA	3/0
400 m	45 kVA	336
800 m	75 kVA	
1200 m	112.5 kVA	
	150 kVA	

Crescimento da Carga:

Taxa (%): 3.14 **Carga Nova (%):** 30

Forma: Exponencial

Outras Informações:

Arquivo de dados gerais: dados_gerais.dge

Rede primária: 1/0

Descrição: Rede Exemplo

Config **Trafos** **Dens**

Processa

Figura 2.4 –Tela do Programa SISPA-BT para Formação de Famílias de SEDS

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta baseia-se na adoção de algumas regras para a determinação de redes secundárias típicas associadas aos transformadores de distribuição e que serão apresentadas neste capítulo.

Na ausência de uma base de dados com informações mais específicas do sistema BT de uma Empresa Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica, a idéia geral é a de se assumir que algumas informações ou relações conhecidas de forma mais global ou agregada se reproduzam igualmente no universo de alimentadores primários da empresa. Por exemplo, se a empresa possuir 80 mil transformadores de distribuição e 20 mil transformadores de consumidores primários, assumir-se-á a relação de que, para cada alimentador primário com n transformadores totais, 80% (oitenta por cento) serão transformadores de distribuição e 20% (vinte por cento) serão consumidores primários. A relação entre a demanda máxima global das redes BT da empresa e a demanda máxima global dos alimentadores primários será utilizada como um fator k a ser aplicado à demanda máxima de cada alimentador para a determinação do quanto deve ser transferido às redes de BT do alimentador. Ou seja, se esta relação for, por exemplo, igual a 0,90 (demanda total BT igual a 90% da demanda total dos alimentadores primários), então para cada alimentador primário da empresa, será adotado que 90% de sua demanda máxima sera transferida às redes BT supridas por seus transformadores de distribuição.

A distribuição dos tipos e potências nominais dos transformadores de distribuição também será considerada uniforme para todos os alimentadores e seguirá as proporções globais existentes na empresa. Por exemplo, se 20% dos transformadores de distribuição da empresa forem de 30kVA, 30% de 45kVA e 50% de 75kVA, então será considerada esta mesma proporção para todos os alimentadores da empresa.

Quanto ao carregamento dos transformadores de distribuição e, conseqüentemente, das redes BT associadas, propõe-se neste trabalho a seguinte metodologia:

- i. Divide-se a carga total do alimentador a ser transferida às redes BT na proporção das potências nominais dos transformadores de distribuição. Ou seja, todos os transformadores teriam o mesmo fator de demanda. Por exemplo, se a demanda de um alimentador for igual a 5.000kVA, e 90% (fator k) desta demanda for transferida às redes BT (o que equivale a 4.500kVA), para o alimentador com 100 transformadores (sendo 20% de 30kVA, 30% de 45kVA e 50% de 75kVA), ter-se-ia uma potência total instalada de 5.700kVA (resultado de 20 vezes 30kVA mais 30 vezes 45kVA mais 50 vezes 75kVA) e, o carregamento médio para os transformadores ficaria:
 - Carregamento médio de cada transformador de 30kVA = 23,68kVA, (fator de demanda = 78,94%);
 - Carregamento médio de cada transformador de 45kVA = 35,52kVA, (fator de demanda = 78,94%);
 - Carregamento médio de cada transformador de 75kVA = 59,21kVA, (fator de demanda = 78,94%).
- ii. Para se levar em conta a diversidade dos carregamentos dos transformadores, a partir do carregamento médio de cada uma das potências nominais obtido no passo anterior, propõe-se considerar, para os transformadores de cada potência nominal, uma distribuição normal em torno do valor médio. Ou seja, o carregamento de um transformador de potência nominal P_{NOMi} será igual a: $P_{MÉDIOi} * k_{\sigma}$, sendo: $P_{MÉDIOi}$ o carregamento médio dos transformadores da potencia nominal P_{NOMi} , k a constante multiplicativa e σ o desvio padrão considerado. Desta forma, alguns transformadores estarão com carregamento igual ao valor médio de sua potência nominal, outros estarão com carregamento inferior ao valor médio e outros com carregamento superior.

Finalmente, para representar as redes secundárias, são utilizadas redes típicas (configuração, comprimento e condutores) associadas aos tipos e potências nominais de transformadores. Para cada potência nominal podem ser associadas algumas redes típicas, estabelecendo-se porcentagens de ocorrências. Por exemplo, pode-se estabelecer que, para transformadores de 30kVA, 70% (setenta por cento) atendem redes do tipo I (configuração, comprimento e condutores pré-definidos) e 30% (trinta por cento) atendem redes do tipo II. A carga é sempre considerada uniformemente distribuída ao longo da rede secundária.

Com isto concluiu-se a explanação de como é a metodologia que, a partir de agora, será apresentada detalhadamente. A sequência de apresentação será exatamente aquela que foi posteriormente executada com o software GERA-BT [15], software este que foi especialmente desenvolvido neste trabalho e consegue por em prática todos os detalhes apresentados na metodologia e, assim, gerar as redes secundárias de distribuição. O objetivo deste capítulo é apenas o de apresentar a metodologia e não o de discutir detalhes de execução (aplicação) e os resultados obtidos (que serão posteriormente avaliados nos Capítulos 4 e 5 desta dissertação de mestrado).

3.1. AS RELAÇÕES ENTRE REDE PRIMÁRIA E REDE SECUNDÁRIA

A primeira relação que deve ser obtida para o início da metodologia é a relação entre a demanda secundária sobre a demanda primária mais a secundária e a relação entre o número de pontos da rede secundária sobre o número de pontos da rede primária mais secundária.

Em um circuito de distribuição de energia elétrica estão contidos tanto os pontos que passam pelo transformador abaixador (MT/BT) quanto os pontos que são atendidos diretamente em MT. Por isso, deve-se obter a relação entre a demanda primária total e a demanda que efetivamente vai para a rede secundária. Este dado será utilizado para que a demanda secundária ao final do processo de gerar as redes secundárias seja igual ao informado pelo grupo de engenharia da empresa e não o mesmo valor dos dados obtidos para a rede primária.

Com isto, podem ser definidas a Equação 3.1 e Equação 3.2 que são os coeficientes de demanda e de número de pontos.

$$kD_{sec} = \frac{\text{Demanda Secundária}}{\text{Demanda Total}} \quad \text{Equação 3.1}$$

onde:

- kD_{sec} = relação entre a demanda secundária e a demanda total (primária mais secundária) de uma empresa;
- *Demanda Secundária* = demanda secundária da empresa;
- *Demanda Total* = demanda primária (somente MT) mais a demanda secundária (BT) da empresa.

$$kNP_{sec} = \frac{\text{Número de Transformadores}}{\text{Número Total de Pontos}} \quad \text{Equação 3.2}$$

onde:

- kNP_{sec} = relação entre o número de instalações secundárias (transformadores MT/BT) e o número de instalações primárias (por exemplo, cabines primárias) mais secundárias de uma empresa;
- *Número de Transformadores* = número de transformadores MT/BT;
- *Número Total de Pontos* = número de pontos primários (MT) mais secundários (transformadores MT/BT) de uma empresa.

Na Figura 3.1 é apresentado um exemplo de cálculo dos coeficientes kD_{sec} e kNP_{sec} . O circuito apresentado tem um total de 62 pontos sendo que 6 são atendidos diretamente em MT e 56 passam por transformadores. A demanda total é de aproximadamente 4.500 kW sendo que 900 kW são para o atendimento das cabines primárias de MT, conforme pode ser observado na Tabela 3.1, que é um relatório do fluxo de potência emitido para este circuito pelo software SISPLAN-MT.

Figura 3.1 – Exemplo de Número de Pontos e Demanda Para Um Alimentador

Os coeficientes para o exemplo acima ficam sendo:

$$kD_{\text{sec}} = \frac{3.600 \text{ kW}}{4.500 \text{ kW}} = 0.800 = 80.0\%$$

$$kNP_{\text{sec}} = \frac{56}{62} = 0.903 = 90.3\%$$

Tabela 3.1 – Relatório do Fluxo de Potência Para o Circuito da Figura 3.1

Convergência do processo iterativo											
		Patamar		Número de		Estado					
		Número	Identificação	iterações							
		1	Madrugada	2		Convergiu					
		2	Manhã	2		Convergiu					
		3	Tarde	2		Convergiu					
		4	Noite	2		Convergiu					
Resultado geral - Fluxo de potência											
Per	Correntes (A)				Limite	Demanda		Perda	Tensão	Min.	Deseq.
	FaseD	FaseE	FaseF	Neutro	Cor.(%)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kV)	(pu)	Ten.(%)
1	149.5	149.6	149.6	0.0	37	3179.0	1455.4	7.0	13.44	0.974	0.05
2	149.7	149.9	149.9	0.0	37	3194.5	1462.6	7.0	13.48	0.977	0.05
3	212.0	212.1	212.1	0.1	53	4501.8	2139.2	14.4	13.49	0.978	0.06
4	75.2	75.2	75.2	0.0	19	1620.9	743.6	1.8	13.66	0.990	0.02
Total de perdas de demanda e energia											
		Demanda diária		0.35%	de	4501.8	kW				
		Energia diária		0.26%	de	70.365	MWh				

3.2. A QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES POR CLASSE DE POTÊNCIA NOMINAL

Deve-se saber a quantidade total de transformadores por classe de potência nominal pois serão considerados os percentuais de cada uma destas classes na composição dos transformadores de cada um dos circuitos. Neste caso o número total de transformadores deve ser igual ao número de pontos da rede secundária já informado anteriormente. Na Tabela 3.2 pode ser observado um exemplo de número de transformadores por classe de potência nominal.

Tabela 3.2 – Dados do Número de Transformadores por Classe de Potência Nominal

i	Potência Nominal (kVA)	Número de Transformadores
1	15	100
2	30	200
3	45	300
4	75	400
5	112.5	500
6	150	500
TOTAL		2000

Para o exemplo anterior pode ser observado que os transformadores de 15kVA correspondem a 5% do total de transformadores, os transformadores de 30kVA correspondem a 10% do total de transformadores e assim por diante até que todas as classes tenham a sua porcentagem definida. Desta regra pode ser definida a Equação 3.3 que trata das porcentagens de uma determinada classe de transformadores em relação ao total de transformadores.

$$\% \text{ Classe Transformador } _i = \frac{\text{Número de Transformadores da Classe } _i}{\text{Número Total de Transformadores}}, \text{ para } i = 1 \text{ até } n$$

Equação 3.3

onde:

- $\% \text{ Classe Transformador } _i$ = porcentagem da classe de transformadores i em relação ao número total de transformadores de uma empresa;
- $\text{Número de Transformadores da Classe } i$ = número de transformadores da classe i ;
- $\text{Número Total de Transformadores}$ = número total de transformadores MT/BT de uma empresa.

3.3. DISTRIBUIÇÃO NORMAL – CARREGAMENTOS E FATORES DE MULTIPLICAÇÃO

Este tópico é de grande importância na formação das redes secundárias pois aqui serão definidas as faixas de distribuição normal dos transformadores e, por consequência, o seu carregamento.

A metodologia adotada para gerar as redes secundárias estabelece que, de uma população de transformadores de mesma classe de potência nominal:

- 10% estarão dentro da faixa denominada F1 (de 0% a 10% do total de transformadores) e sujeitos a carregamento “abaixo da média”, ou seja, o seu carregamento será a média de carregamento para os transformadores desta classe vezes o fator de multiplicação $\mu 10\%$ (que é o fator de multiplicação relacionado ao desvio padrão escolhido – de 10% a 70% – para esta faixa de carregamento e que pode ser observado na Tabela 3.3);
- 15% estarão dentro da faixa denominada F2 (de 10% a 25% do total de transformadores) e sujeitos a carregamento situado entre “abaixo da média” e a média de carregamento da classe, ou seja, o seu carregamento será a média de carregamento para os transformadores desta classe vezes o fator de multiplicação $\mu 25\%$ (ver Tabela 3.3);
- 50% estarão dentro da faixa denominada F3 (de 25% a 75% do total de transformadores) e sujeitos a carregamento igual a média de carregamento da classe, ou seja, o fator de multiplicação $\mu 50\%$ (ver Tabela 3.3) desta faixa de carregamento sempre será igual a 1;
- 15% estarão dentro da faixa denominada F4 (de 75% a 90% do total de transformadores) e sujeitos a carregamento situado entre a média de carregamento e “acima da média”, ou seja, o seu carregamento será a média de carregamento para os transformadores desta classe vezes o fator de multiplicação $\mu 75\%$ (ver Tabela 3.3) e, finalmente;
- 10% estarão dentro da faixa denominada F5 (de 90% a 100% do total de transformadores) e sujeitos a carregamento “acima da média”, ou seja, o seu carregamento será a média de carregamento para os transformadores desta classe vezes o fator de multiplicação $\mu 90\%$ (ver Tabela 3.3).

Para a distribuição de faixas e carregamentos acima, supondo-se 100 transformadores de classe de potência nominal 30kVA com carregamento médio de 23,68kVA (ver Página 36) e desvio padrão de 10%, ter-se-ia a seguinte distribuição de transformadores e carregamentos: 10 transformadores na faixa F1 com carregamento de 20,65kVA; 15 transformadores na faixa F2 com carregamento de 22,09kVA; 50 transformadores na faixa F3 com carregamento de 23,68kVA; 15 transformadores na faixa F4 com carregamento de 25,27kVA e, finalmente, 10 transformadores na faixa F5 com carregamento de 26,71kVA.

A definição de faixas para o carregamento dos transformadores pode ser observada graficamente na Figura 3.2. Já na Figura 3.3 pode ser observada a distribuição das faixas de carregamento segundo a teoria de distribuição normal. Neste caso, quando o valor acumulado da distribuição normal ultrapassa o limite da faixa pré determinada (F1, F2, F3, F4 e F5) observa-se a mudança de faixa (variação de cor). Isto pode ser observado na Figura 3.4.

É importante salientar que a metodologia tem como parâmetro fundamental a média de carregamento para cada classe de potência nominal. Assim, um transformador que for inserido na primeira faixa (10% iniciais) de carregamento não obrigatoriamente terá uma “baixa” utilização, assim como um transformador que estiver na última faixa de carregamento (10% finais), não poderá a princípio ser definido como de “elevada” ou “alta” utilização.

Isto pode ser exemplificado com um transformador de 15 kVA que tenha uma média de 16 kVA. Mesmo os transformadores que ficarem na primeira faixa apresentarão carregamentos “elevados” (dependendo do desvio padrão utilizado para o cálculo) e, neste caso, poderão atingir o limite de carregamento no período de análise, impactando o total de investimentos do planejamento de baixa tensão.

Os termos “abaixo de média” e “acima da média”, neste caso, apenas indicam em que faixa de carregamento serão colocados os transformadores e **não devem** ser entendidos simplesmente como tudo o que está abaixo ou acima da média calculada.

Figura 3.2 – Definição das Faixas de Carregamentos

Figura 3.3 – Definição das Faixas de Carregamentos – Distribuição Normal

Figura 3.4 – Definição das Faixas de Carregamentos – Distribuição Normal e Acumulada (Verificação da Mudança de Faixas)

Uma vez definidos os critérios para os carregamentos dos transformadores, é necessário encontrar os fatores multiplicadores para cada um dos desvios padrão adotados. A metodologia desenvolvida define sete faixas de desvios padrão possíveis para os quais serão geradas as redes de distribuição que posteriormente serão simuladas no software de análise de investimento. As sete faixas são: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60% e 70%. Com estes valores de desvio padrão, o carregamento dos transformadores irá desde valores muito próximos a média (desvio padrão de 10%) até valores onde o carregamento será multiplicado por um fator próximo a 2 o que significa 100% acima da média (desvio padrão de 70%).

Ao final do processo, a metodologia estará definindo uma série de investimentos crescentes para a rede gerada e então deverá ser feita uma ponderação entre todos os valores obtidos. Esta ponderação caberá ao grupo de engenharia responsável pelas análises de planejamento pois o resultado final deverá ser ajustado da maneira a representar o montante de investimentos do planejamento de redes secundárias. Os fatores multiplicadores para os sete desvios padrão são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Fatores de Multiplicação Para as Faixas de Carregamento

		Fatores de Multiplicação Para as Faixas de Carregamento						
	Desvio σ	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%
F1	$\mu 10\%$	0.8720	0.7440	0.6160	0.4870	0.3590	0.2310	0.1030
F2	$\mu 25\%$	0.9330	0.8650	0.7980	0.7300	0.6630	0.5950	0.5280
F3	$\mu 50\%$	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
F4	$\mu 75\%$	1.0670	1.1350	1.2020	1.2700	1.3370	1.4050	1.4720
F5	$\mu 90\%$	1.1280	1.2560	1.3840	1.5130	1.6410	1.7690	1.8970

Na Figura 3.5 é apresentado o gráfico com os valores acumulados de desvios padrão para os sete desvios escolhidos na metodologia. Neste gráfico podem ser observados de onde foram obtidos os fatores de multiplicação da média. Na Figura 3.6 podem ser observados os gráficos da distribuição normal normalizada para os sete desvios padrão e na Figura 3.7 a distribuição normal simples para cada um deles.

Figura 3.5 – Definição das Faixas de Carregamentos e Fatores de Multiplicação

Figura 3.6 – Distribuição Normal Normalizada Para os Sete Desvios Padrão

Figura 3.7 – Distribuição Normal Para os Sete Desvios Padrão

3.4. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

Para dar início ao processo de gerar as redes secundárias, são necessários alguns dados da rede primária de distribuição. Estes dados, que serão apresentados rapidamente neste capítulo, estão bem especificados no Capítulo 4 onde se pode obter todas as informações necessárias para a montagem das tabelas necessárias para a execução da metodologia. Os dados necessários neste ponto da metodologia são referentes aos alimentadores e às subestações.

Com relação aos alimentadores devem ser informados os seguintes dados para cada um deles:

- Código do alimentador;
- Número de pontos total (primários mais secundários – entende-se por número de pontos total a soma do número de transformadores MT/BT mais o número de cabines primárias ou pontos de atendimento direto em nível de tensão MT);
- Taxa de crescimento do alimentador;
- Demanda máxima do alimentador.

Com relação às subestações devem ser informados os seguintes dados para cada uma delas:

- Código da subestação;
- Demanda máxima;
- Código dos alimentadores (que deve ser o mesmo informado na tabela de alimentadores para todos os alimentadores da subestação).

Já de posse destas informações deve-se, ainda, definir um conjunto padrão de redes de distribuição secundárias que será a base para cada uma das redes geradas. Quanto mais detalhado for informado este conjunto padrão de redes secundárias, melhor será a representação da rede original e, assim, melhores serão os resultados obtidos no software de simulação de análise de investimentos SISPAI-BT. Com relação às possíveis redes secundárias a serem geradas devem ser informados os seguintes dados:

- Potência nominal do transformador da rede;
- Tipo de rede (monofásica ou trifásica);

- Cabo representativo desta rede secundária;
- Comprimento da rede secundária observando os critérios do CODI já apresentados no Capítulo 2;
- Local (urbano ou rural);
- Percentual – Qual o percentual desta rede em relação ao total, agrupada por potência nominal do transformador.

Com isto já estão disponíveis todos os dados necessários para a aplicação da metodologia e finalmente, a obtenção das redes secundárias de distribuição.

3.5. A METODOLOGIA

Inicialmente a metodologia consiste em definir para cada um dos alimentadores de cada uma das subestações o número de transformadores por potência nominal que estão presentes naquele alimentador. Isto é feito com base nas informações do banco de dados dos alimentadores e das subestações além das porcentagens de cada classe de transformadores em relação ao total (já calculado – % *Classe Transformador_i*).

Logo, para cada alimentador de cada subestação tem-se:

$$D_{sec} \text{ Alimentador} = \text{Demanda Total do Alimentador} \bullet kD_{sec}$$

Equação 3.4

onde:

- $D_{sec} \text{ Alimentador}$ = demanda secundária do alimentador;
- $\text{Demanda Total do Alimentador}$ = demanda primária mais secundária do alimentador;
- kD_{sec} = relação entre a demanda secundária e a demanda total (primária mais secundária) de uma empresa.

$$NPontos_{sec} \text{ Alimentador} = \text{Número de Pontos Total do Alimentador} \bullet kNP_{sec}$$

Equação 3.5

onde:

- $NPontos_{sec} \text{ Alimentador}$ = número de pontos secundários (transformadores MT/BT) do alimentador;
- $\text{Número de Pontos Total do Alimentador}$ = número de pontos primários (cabines primárias ou atendimento MT) mais secundários (transformadores MT/BT) do alimentador;
- kNP_{sec} = relação entre o número de instalações secundárias (transformadores MT/BT) e o número de instalações primárias (por exemplo, cabines primárias) mais secundárias de uma empresa;

De posse do número de pontos secundários, podem ser encontradas as quantidades de transformadores para cada classe de potência nominal.

$$NTrafos\ de\ Potência_i = NPontos_{sec}\ Alimentador \bullet \% Classe\ Transformador_i$$

Equação 3.6

onde:

- $NTrafos\ de\ Potência_i$ = número de transformadores da classe de potência i do alimentador;
- $NPontos_{sec}\ Alimentador$ = número de pontos secundários (transformadores MT/BT) do alimentador;
- $\% Classe\ Transformador_i$ = porcentagem da classe de transformadores i em relação ao número total de transformadores de uma empresa.

Com o número de transformadores para cada classe de potência nominal pode-se calcular a potência total instalada neste alimentador.

$$PT\ Instalada\ no\ Alimentador = \sum_{i=1}^n NTrafos\ de\ Potência_i \bullet Potência\ Transformador_i$$

Equação 3.7

onde:

- $PT\ Instalada\ no\ Alimentador$ = potência total instalada no alimentador;
- $NTrafos\ de\ Potência_i$ = número de transformadores da classe de potência i do alimentador;
- $Potência\ Transformador_i$ = potência nominal do transformador da classe i .

Já com a potência total instalada no alimentador calculada, pode-se definir o fator de demanda do circuito como a demanda secundária do alimentador sobre a potência total instalada no alimentador.

$$Fator\ Util\ do\ Alimentador = \frac{D_{sec}\ Alimentador}{PT\ Instalada\ no\ Alimentador}$$

Equação 3.8

onde:

- $Fator\ Util\ do\ Alimentador$ = fator de demanda do alimentador;
- $D_{sec}\ Alimentador$ = demanda secundária do alimentador;
- $PT\ Instalada\ no\ Alimentador$ = potência total instalada no alimentador.

Neste ponto pode-se observar que se a demanda secundária do alimentador for elevada em relação a potência instalada no alimentador o fator de demanda será alto (maior que 1) e assim a média de carregamento dos transformadores deste alimentador também será elevada.

Uma vez conhecido o fator de demanda do alimentador, podem ser obtidos os carregamentos médios dos transformadores para cada uma das classes de potência nominal, sendo para isto necessário aplicar a Equação 3.9.

$$PotMedTrafo_i = Potência Transformador_i \bullet Fator Util do Alimentador$$

Equação 3.9

onde: • $PotMedTrafo_i$ = carregamento médio do transformador da classe i ;
 • $Potência Transformador_i$ = potência nominal do transformador da classe i ;
 • $Fator Util do Alimentador$ = fator de demanda do alimentador.

Esta equação deve ser executada para $i=1$ até n , onde n é o número de classes de potência nominal dos transformadores.

Agora já são conhecidos o número de transformadores de cada classe de potência e o seu carregamento médio. O próximo passo é determinar quantos transformadores por classe de potência ficarão dentro das cinco faixas de carregamento pré-determinadas. Isto pode ser observado na Equação 3.10.

$$NTrafosFaixaCar_{i,j} = NTrafos de Potência_i \bullet Faixa de Carregamento_j$$

Equação 3.10

onde: • $NTrafosFaixaCar_{i,j}$ = número de transformadores da classe de potência i dentro da faixa de carregamento j ;
 • $NTrafos de Potência_i$ = número de transformadores da classe de potência i do alimentador;
 • $Faixa de Carregamento_j$ = fator multiplicativo j referente a cada uma das cinco faixas de carregamento possíveis.

A Equação 3.10 deve ser executada para $i=1$ até n , onde n é o número de classes de potência nominal dos transformadores e para $j = 1$ até 5, que são as cinco faixas de carregamento. Os valores multiplicativos das faixas de carregamento são: faixa F1 = 0,10 (10%), faixa F2 = 0,15 (15%), faixa F3 = 0,50 (50%), faixa F4 = 0,15 (15%) e, finalmente, faixa F5 = 0,10 (10%) – ver descrição de faixas na Página 42.

Finalmente, pode-se determinar o carregamento do transformador para cada uma das faixas de carregamento. Isto pode ser observado na Equação 3.11.

$$\text{Carregamento Trafo}_{i,j,k} = N\text{TrafosFaixaCar}_{i,j} \bullet \text{PotMedTrafo}_i \bullet \text{FatorMultiplicação}_{j,k}$$

Equação 3.11

onde:

- $\text{CarregamentoTrafo}_{i,j,k}$ = carregamento do transformadores da classe de potência i dentro da faixa de carregamento j considerando o desvio padrão k ;
- $N\text{TrafosFaixaCar}_{i,j}$ = número de transformadores da classe de potência i dentro da faixa de carregamento j ;
- PotMedTrafo_i = carregamento médio do transformador da classe i ;
- $\text{FatorMultiplicação}_{j,k}$ = fator multiplicativo da faixa j considerando um desvio padrão k .

Com isto, é possível gerar o carregamento de todos os transformadores MT/BT da rede secundária de distribuição para todos os sete desvios padrão (fator k , onde $k = 0,1$ até $0,7$ com intervalo crescente de $0,1$, ou seja, de 10% até 70% com incremento de 10% em 10%).

Com os fatores i variando de 1 a 6 (por exemplo: 6 classes de transformadores), j variando de 1 a 5 (fixo pois a metodologia contempla 5 faixas de carregamento) e k variando de 1 a 7 (desvios padrão de 10% a 70%), tem-se um total de $6 * 5 * 7 = 210$ dados de carregamento para os transformadores da rede, levando-se em conta apenas um alimentador. Multiplicando-se este valor pelo número de alimentadores verifica-se a grande quantidade de carregamentos gerados para todos os transformadores.

O último ajuste que é feito no carregamento dos transformadores é a verificação se este está dentro da faixa de 20% a 140% da potência nominal. Caso o carregamento do transformador seja inferior a 20% da potência nominal ele será ajustado para o valor mínimo de 20% e caso ele seja superior a 140% ele será ajustado para 140% do valor nominal. Isto evita que se tenha transformadores com carregamento muito baixo na formação das famílias (dentro do software SISPAI-BT), que não impactam no montante de investimentos ao final do processo, e que os carregamentos elevados estejam limitados a 140% evitando assim um carregamento além dos limites de funcionalidade do transformador, pois assim que o transformador atinge mais de 100% de carregamento ele já será selecionado para troca automaticamente. Os valores adotados para o carregamento mínimo e máximo dos transformadores gerados está diretamente relacionado com o planejamento de redes de distribuição. Pode-se dizer que transformadores de distribuição (MT/BT) quando operando em condições normais podem suportar uma “sobrecarga” de até 150% (independente da sua potência nominal) por um tempo de 2 horas por dia sem prejudicar a sua vida útil.

O carregamento de 150% por duas horas é previsto nas normas NBR 5416 [8] ou IEEE ANSI C57.12.29-1991 [9]. Porém é necessário definir o fator de carga no período anterior a essa sobrecarga, ou seja, a média das demandas sobre a potência nominal. A ocorrência não deve ser periódica e a normas apresentam a perda de vida útil para cada caso. Foi baseado nestas informações, aceitas sem restrições dentro do ambiente de planejamento de uma empresa de distribuição, que foram adotados os valores máximos e mínimos para a implementação do software [3].

Uma vez definido o carregamento do transformador, deve-se então associá-lo a uma das redes de distribuição pré-definidas e isto é feito de acordo com a probabilidade de ocorrência de cada uma delas. Então, para cada um dos transformadores de cada uma das classes de potência nominal deve-se associar uma rede secundária respeitando-se a probabilidade de ocorrência da mesma.

No final é gerado um arquivo texto com todas as informações da rede secundária e, a seguir, o processo é finalizado.

3.6. UM EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A seguir será apresentado um exemplo de aplicação do software GERA-BT para apenas um alimentador pois, como citado anteriormente, a metodologia deve ser aplicada para todos os alimentadores de todas as subestações.

Assumindo os valores de $kD_{sec} = 0,8002$ (80,02%) e $kNP_{sec} = 0,8973$ (89,73%), de um caso real, a aplicação da metodologia será executada passo a passo. Na Tabela 3.4 podem ser observados os dados do alimentador que está sendo utilizado como exemplo.

Tabela 3.4 – Dados de um Alimentador Para Exemplo de Aplicação da Metodologia

Alimentadores			
Código	num_pontos	taxa_cresc_vertical	demanda_maxima
XXX-XX	104	2.72	5.11

Aplicando os dados acima na Equação 3.4 e Equação 3.5 tem-se :

$$D_{sec} Alimentador = 5,11 \bullet 0,8002 = 4,09 MVA$$

$$NPontos_{sec} Alimentador = 104 \bullet 0,8973 = 93,32 = 93$$

Com relação ao número de pontos secundários pode-se dizer que, como ele obrigatoriamente precisa ser um inteiro (ver item 4.1.6), depois de executado o cálculo arredonda-se o valor encontrado para o número inteiro mais próximo. No caso anterior o valor era 93,32 e foi arredondado para o número inteiro 93.

Com o número de pontos secundário do alimentador pode-se definir o número de transformadores por classe de potência segundo a Equação 3.6 e, assim, tem-se os dados apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Número de Transformadores Por Classe de Potência Nominal

i	Npontos sec Alimentador	% Classe Transformador i	Ntrafos de Potência i	Ntrafos de Potência i FINAL	Potência Nominal (kVA)
1	93	19.92%	18.53	19	15
2	93	22.44%	20.87	21	30
3	93	16.03%	14.91	15	45
4	93	27.04%	25.15	25	75
5	93	5.48%	5.09	5	112.5
6	93	9.09%	8.46	8	150
		100.00%	93	93	

A potência total instalada neste alimentador, seguindo a Equação 3.7 é apresentada na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Potência Total Instalada no Alimentador

Ntrafos de Potência i FINAL	Potência Nominal (kVA)	Potência Total Por Classe (kVA)
19	15	285
21	30	630
15	45	675
25	75	1875
5	112.5	562.5
8	150	1200
	SOMA	5227.5

O fator de demanda do circuito, conforme a Equação 3.8, fica sendo :

$$Fator\ Util\ do\ Alimentador = \frac{4,09 \cdot 1000}{5227,5} = 0,782 = 78,2\%$$

Neste momento podem ser obtidos os carregamentos médios dos transformadores para cada uma das classes de potência nominal aplicando-se a Equação 3.9. Os resultados podem ser observados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Carregamento Médio dos Transformadores

Potência Nominal (kVA)	Carregamento Médio (kVA)
15	11.73
30	23.46
45	35.19
75	58.65
112.5	87.98
150	117.30
Fator de Utilização	0.782

O próximo passo é determinar quantos transformadores por classe de potência ficarão dentro das cinco faixas de carregamento utilizando-se a Equação 3.10. Os resultados podem ser observados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Quantidade de Transformadores em Cada Faixa de Carregamento

NUMERO DE TRANSFORMADORES CALCULADO							
j ->		1	2	3	4	5	
i	Ntrafos de Potência i FINAL	10%	15%	50%	15%	10%	TOTAL
1	19	1.90	2.85	9.50	2.85	1.90	19
2	21	2.10	3.15	10.50	3.15	2.10	21
3	15	1.50	2.25	7.50	2.25	1.50	15
4	25	2.50	3.75	12.50	3.75	2.50	25
5	5	0.50	0.75	2.50	0.75	0.50	5
6	8	0.80	1.20	4.00	1.20	0.80	8

NUMERO DE TRANSFORMADORES FINAL							
j ->		1	2	3	4	5	
i	Ntrafos de Potência i FINAL	10%	15%	50%	15%	10%	TOTAL
1	19	2	3	9	3	2	19
2	21	2	3	11	3	2	21
3	15	2	2	7	2	2	15
4	25	3	4	11	4	3	25
5	5	1	1	1	1	1	5
6	8	1	1	4	1	1	8

Neste ponto é importante observar o método utilizado para se encontrar a quantidade de transformadores por classe de potência que caberá a cada uma das cinco faixas de carregamento. Pode-se observar que o número de transformadores para $i=1$ e $j=3$ é igual a 9,50 e o seu valor final é igual a 9 e para $i=2$ e $j=3$ é igual a 10,50 e o valor final é igual a 11. Neste ponto pergunta-se se ocorre algum problema com o arredondamento dos valores obtidos e a explicação é que **o arredondamento é realizado apenas para as classes $j=1$, $j=2$, $j=4$ e $j=5$** . O valor para a classe $j=3$ é obtido como a diferença entre o total de transformadores de uma classe e a soma dos valores já arredondados das outras 4 classes j de carregamento. Assim, para $i=1$ tem-se $19 - 10 = 9$ e para $i=2$ tem-se $21 - 10 = 11$ transformadores.

Finalmente, determina-se o carregamento do transformador para cada uma das faixas de carregamento (desvio padrão de 10%) através da Equação 3.11 e os resultados são apresentados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Carregamento dos Transformadores em Cada Faixa de Carregamento

CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES - CALCULADO e FINAL (kVA)							
j ->		1	2	3	4	5	Potência Média
i	Potência Nominal	0.8720	0.9330	1.0000	1.0670	1.1280	
1	15	10.23	10.94	11.73	12.52	13.23	11.73
2	30	20.46	21.89	23.46	25.03	26.46	23.46
3	45	30.69	32.83	35.19	37.55	39.69	35.19
4	75	51.14	54.72	58.65	62.58	66.16	58.65
5	112.5	76.71	82.08	87.98	93.87	99.24	87.98
6	150	102.29	109.44	117.30	125.16	132.31	117.30

O resultado da união da Tabela 3.8 com a Tabela 3.9 pode ser observado na Tabela 3.10 que ilustra o número de transformadores para cada classe de potência em cada faixa de carregamento e o seu respectivo carregamento.

Tabela 3.10 – Resultado Final do Exemplo

TABELA FINAL COM NÚMERO E CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES POR CLASSE								
i	j ->	1	2	3	4	5	Total de Transformadores	Potência (kVA)
1	Número de Transformadores	10%	15%	50%	15%	10%	19	15
	Carregamento dos Transformadores (kVA)	2	3	9	3	2		
2	Número de Transformadores	10.23	10.94	11.73	12.52	13.23	21	30
	Carregamento dos Transformadores (kVA)	2	3	11	3	2		
3	Número de Transformadores	20.46	21.89	23.46	25.03	26.46	15	45
	Carregamento dos Transformadores (kVA)	2	2	7	2	2		
4	Número de Transformadores	30.69	32.83	35.19	37.55	39.69	25	75
	Carregamento dos Transformadores (kVA)	3	4	11	4	3		
5	Número de Transformadores	51.14	54.72	58.65	62.58	66.16	5	113
	Carregamento dos Transformadores (kVA)	1	1	1	1	1		
6	Número de Transformadores	76.71	82.08	87.98	93.87	99.24	8	150
	Carregamento dos Transformadores (kVA)	1	1	4	1	1		
TOTAL							93	

Neste exemplo a metodologia foi aplicada para apenas um alimentador e somente com desvio padrão de 10%. O próximo passo seria executar os procedimentos acima descritos para todos os alimentadores da empresa. No final será obtida a rede secundária com a totalidade de transformadores para o desvio padrão de 10%. Para finalizar o processo deve-se mais uma vez repetir todo o procedimento só que desta vez para os desvios de 20%, 30%, 40%, 50%, 60% e 70% terminando completamente a aplicação da metodologia.

4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA (DESCRIÇÃO DO PROGRAMA)

Neste capítulo será apresentada a aplicação da metodologia utilizada para se obter uma rede secundária que represente da melhor maneira possível a rede original de uma empresa de distribuição de energia elétrica, quando submetida a um software de análise de investimentos. Serão apresentados os dados necessários para o início do processo, quais as considerações para execução da metodologia, os fatores de ponderação de carregamento, as faixas de carregamento, os fatores de multiplicação para cada faixa de carregamento, a forma de distribuição dos transformadores, o fator de multiplicação para o ajuste final da demanda e, finalmente, a geração dos arquivos de saída.

A aplicação da metodologia foi concretizada com a criação do GERA-BT, software desenvolvido especialmente para este trabalho e que consegue implementar com sucesso todas as etapas para se obter a rede secundária e, assim, permitir a simulação dos dados gerados no SISPAI-BT. O GERA-BT foi desenvolvido em linguagem Visual Basic e, quando compilado, torna-se um arquivo executável independente da utilização de outras bibliotecas (arquivos com extensão .dll) o que faz com que ele possa ser executado em qualquer sistema operacional com plataforma Windows (Microsoft Windows 95, 98, 2000, Me, NT e XP).

O requisito essencial para o correto funcionamento do GERA-BT está no fato do microcomputador onde ele for ser executado dispor do pacote Microsoft Office (de preferência o pacote Office 2000, com o qual este trabalho foi desenvolvido), mais especificamente, conter o software Microsoft Access (software de banco de dados). Como os requisitos apresentados podem ser encontrados em praticamente todas as empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil, não haverá problema na implementação e utilização do GERA-BT. Para que ele não dependesse de nenhum outro software auxiliar poderia-se transformar as tabelas do Microsoft Office em arquivos texto (padrão ASCII com extensão .txt) o que não modificaria em nada o seu correto funcionamento. O fato é que como o sistema de partida para a implementação do GERA-BT utilizava um banco de dados em Microsoft Access, optou-se pela não modificação disto logo nas primeiras análises.

Finalmente, depois de obtidas todas as informações acima e com a correta instalação do GERA-BT, são gerados os sete arquivos que depois serão simulados no software de planejamento de investimentos em redes secundárias. Estas simulações e seus resultados serão discutidas no Capítulo 5 e Capítulo 6 desta dissertação.

4.1. OS DADOS INICIAIS (REDE PRIMÁRIA)

Para dar início ao processo de gerar as redes secundárias de distribuição são necessárias algumas informações “macro” da rede primária. Estas informações são referentes aos circuitos, subestação, possibilidades de formação de rede secundária e, finalmente, número dos transformadores de distribuição. Estes dados da rede primária devem ser colocados em um arquivo chamado “sispai.mdb” que deverá estar presente no mesmo diretório do programa GERA-BT para que este funcione adequadamente. Este arquivo deve ser do tipo Microsoft Access (versão 2000) e nele devem ser preenchidas quatro tabelas com os seguintes dados:

- Alimentadores;
- Subestação;
- Transformadores;
- Dados da rede.

As informações dos alimentadores, subestações e transformadores normalmente podem ser obtidas diretamente do setor de planejamento ou então no setor de operação (desde que o histórico esteja preservado). Basicamente, elas consistem de dados considerados ativos da empresa e por isso não são difíceis de serem obtidas.

4.1.1. DADOS DOS ALIMENTADORES

A primeira tabela a ser preenchida no arquivo “sispai.mdb” é a relativa aos alimentadores da empresa. Deverão ser listados todos os alimentadores e, para cada um deles deverão constar os dados relativos a:

- Código – É o nome do alimentador como cadastrado na empresa. É muito importante ressaltar que o nome inserido no campo “código” da tabela de alimentadores deverá ser exatamente o mesmo inserido na tabela de subestações no campo de código dos alimentadores;
- Número de pontos – É a quantidade total de unidades transformadoras (Estações Transformadores -ET’s- e Estações Primárias -EP’s-) conectadas ao alimentador;
- Taxa de crescimento vertical – É a taxa de crescimento média para os próximos 10 anos. Pode ser informada circuito a circuito independentemente ou então para um grupo de circuitos da mesma subestação;
- Demanda máxima – É a máxima demanda que o circuito foi capaz de atender até o momento em que o arquivo é gerado. Normalmente cada circuito tem as suas características individuais e a máxima demanda pode ocorrer em períodos diferentes do ano, mas pode-se adotar o momento de máxima demanda anual da empresa como um todo para poder representar os circuitos naquele instante.

Na Tabela 4.1 é apresentado um pequeno exemplo de como montar os dados dos alimentadores.

Tabela 4.1 – Dados dos Alimentadores

Alimentadores			
Código	num_pontos	taxa_cresc_vertical	demanda_maxima
XXX-01	104	2.72	5.11
XXX-02	309	2.72	5.50
XXX-03	251	2.72	4.04
XXX-04	194	2.72	3.92
YYY-01	257	2.00	8.96
YYY-02	134	2.00	4.55
YYY-03	101	2.00	5.28
YYY-04	88	2.00	4.16
YYY-05	84	2.00	5.44
YYY-06	165	2.00	8.43
YYY-07	63	2.00	6.02

4.1.2. DADOS DAS SUBESTAÇÕES

Nesta tabela devem ser informados os dados das subestações com os seguintes campos:

- Código – É o nome da subestação;
- Demanda máxima da subestação – É obtida como o máximo valor da soma das demandas de todos os transformadores da subestação no mesmo instante. Esta informação será importante para determinar a relação entre demanda total da MT mais BT e a demanda total somente da BT. Se este valor não estiver disponível, pode-se optar por simplesmente realizar a soma das demandas de todos os alimentadores da subestação embora saiba-se que isto não representará a verdadeira demanda máxima da subestação;
- Código dos alimentadores – Deve ser exatamente o mesmo nome do código dos alimentadores informados na tabela de alimentadores, só que neste campo todos os alimentadores de uma mesma subestação devem estar reunidos.

Na Tabela 4.2 é apresentado um pequeno exemplo de como montar os dados das subestações.

Tabela 4.2 – Dados das Subestações

		Subestacao						
codigo	demanda_maxima	cod_alimentadores						
XXX	18.6	XXX-01	XXX-02	XXX-03	XXX-04			
YYY	42.91	YYY-01	YYY-02	YYY-03	YYY-04	YYY-05	YYY-06	YYY-07

4.1.3. DADOS DOS TRANSFORMADORES

Nesta tabela deve ser informado o número total de transformadores por classe de potência. Para montar esta tabela deve-se considerar entre quais faixas de potência um certo transformador irá pertencer a uma das classes da tabela. Por exemplo, pode-se assumir que todos os transformadores entre 0 e 20kVA deverão estar na classe de 15kVA, todos de 20 a 40 deverão estar na classe de 30 e assim por diante. Normalmente, a empresa tem um cadastro completo de todos os transformadores e, por isso, deve-se apenas fazer a distribuição para as classes pré-determinadas. Os campos desta tabela são:

- Potência nominal – É a potência nominal da classe de transformadores e deve ser informada em kVA;
- Número de Transformadores – é o número de transformadores para aquela classe.

Na Tabela 4.3 é apresentado um pequeno exemplo de como montar os dados dos transformadores.

Tabela 4.3 – Dados dos Transformadores

Transformadores	
pot_nominal	numero
15	100
30	200
45	300
75	400
112.5	500
150	600

4.1.4. DADOS DA REDE

Este é um ponto de fundamental importância nos dados iniciais para formação da rede secundária. Até então, os dados necessários eram obtidos junto aos setores da empresa e não precisavam de atenção especial. Nesta tabela devem ser informados os padrões de rede secundária que irão ser gerados pelo software para cada classe de transformadores. Ela é formada por um conjunto de dados pré-determinados que irão compor todas as redes secundárias geradas. Os dados desta tabela são:

- Potência nominal – É a potência nominal da classe de transformadores e deve ser informada em kVA;
- Tipo de rede – Representa o tipo de rede secundária que será gerada;
- Cabos – É o cabo desta rede secundária. Deve ser informado como o código do cabo exatamente como está nos dados de cabos do SISPAI-BT;
- Comprimento de rede – É o comprimento médio da rede secundária vinculada ao transformador, ao tipo e ao cabo. Este comprimento médio deve respeitar as regras definidas pelo CODI para redes secundárias de distribuição. Isto pode ser observado no Capítulo 2 (item 2.3.2), dos padrões de comprimento para rede secundária de distribuição;
- Local – É um identificador que define a localização da rede na área urbana ou rural. Serve apenas para que o software SISPAI-BT, no momento da formação das famílias não coloque redes urbanas e redes rurais juntas, o que poderia impactar em uma evolução incorreta. A definição para um circuito ser considerado rural ou urbano está no critério geográfico estabelecido pela prefeitura local onde o circuito se localiza, assim, se a área onde o circuito distribui energia é considerada urbana pela prefeitura daquele município o alimentador também será considerado urbano e o mesmo critério vale para a zona rural. Nos casos onde um circuito “nasce” em uma área urbana e termina zona rural deve-se verificar qual a porcentagem de atendimento (em quilômetros) cabe a cada uma das zonas para obter-se então a sua correta a definição.

Em geral os circuitos urbanos são “curtos” devido ao adensamento de carga presente nesta zona e os circuitos rurais são muito “longos” e na maioria das vezes com carregamentos não tão elevados. Atualmente, com o crescimento do número de zonas consideradas urbanas em diversas regiões do País, observa-se a tendência de que cada vez mais circuitos sejam incluídos nesta categoria.

- Percentual – Neste campo deve-se definir o percentual de ocorrência do tipo de rede formada por todas as características anteriores, ou seja, qual a percentagem de uma rede ter um transformador de potência nominal, tipo, cabo, comprimento e local definidos anteriormente. É importante observar que o percentual é definido para cada classe de transformadores e, assim sendo, deve somar 100% para todos os tipos de rede possíveis para aquela classe de potência. Para se obter o dado percentual é necessário um estudo do setor de planejamento da empresa e, principalmente, a experiência em redes de distribuição do grupo de técnicos e engenheiros. Não existe um critério pré-estabelecido para a definição da porcentagem mas existem dados disponíveis nos sistemas da empresa que auxiliam / facilitam a obtenção do mesmo. No banco de dados para emissão das faturas de energia elétrica podem ser obtidas as informações sobre o transformador onde o cliente está conectado, se a área é rural ou urbana, se o transformador é monofásico ou trifásico e então, de posse de todos estes dados, ponderar corretamente qual seria a melhor distribuição percentual para cada uma das possibilidades de rede secundária. Normalmente, quando todos os dados das redes anteriores já foram obtidos (potência nominal, tipo de rede, cabos, comprimento e local) pode-se determinar algumas características destas, como por exemplo: No caso de redes rurais pode-se assumir que o cabo não poderá ser o de maior capacidade de corrente pois observou-se que este corresponde a apenas 5% dos casos; Para transformadores de baixa potência nominal não serão consideradas redes trifásicas, ou seja, todas serão monofásicas; A quantidade de redes rurais da empresa não é superior a 10%, logo a soma das porcentagens da rede rural não ultrapassará este valor; entre outras considerações.

Na Tabela 4.4 é apresentado um pequeno exemplo de como montar os dados das redes secundárias possíveis.

Tabela 4.4 – Dados das Redes Secundárias

Dados_da_Nete					
pot nominal	tipo m_t	cabos	comprim	local	percent
112.5	T	1.0A	100	Urbano	9.000
112.5	T	1.0A	100	Rural	1.000
112.5	T	1.0A	400	Urbano	19.000
112.5	T	1.0A	400	Rural	1.000
112.5	T	1.0A	800	Urbano	9.000
112.5	T	1.0A	800	Rural	1.000
112.5	T	336A	100	Urbano	18.000
112.5	T	336A	100	Rural	1.000
112.5	T	336A	400	Urbano	25.000
112.5	T	336A	400	Rural	1.000
112.5	T	336A	800	Urbano	14.000
112.5	T	336A	800	Rural	1.000
150	T	1.0A	100	Urbano	9.000
150	T	1.0A	100	Rural	2.000
150	T	1.0A	400	Urbano	15.000
150	T	1.0A	400	Rural	1.000
150	T	1.0A	800	Urbano	9.000
150	T	1.0A	800	Rural	1.000
150	T	336A	100	Urbano	18.000
150	T	336A	100	Rural	1.000
150	T	336A	400	Urbano	22.000
150	T	336A	400	Rural	2.000
150	T	336A	800	Urbano	19.000
150	T	336A	800	Rural	1.000

Como pode ser observado na Tabela 4.4, a soma dos percentuais de cada uma das redes para cada potência nominal é de 100%.

Para confecção desta tabela de redes secundárias possíveis deve-se contar com a experiência do grupo de engenharia da empresa pois as informações definidas nesta tabela são cruciais na posterior utilização do software de análise de investimento SISPAI-BT. Quanto mais “ricas” forem as informações inseridas nesta tabela, melhores redes secundárias serão geradas pelo programa e assim a rede fictícia gerada terá maior aderência com a rede original da empresa.

Os dados necessários para esta tabela podem ser obtidos inicialmente com o processamento de todas as combinações possíveis para as redes secundárias a partir das classes de cada um dos campos, ou seja, quanto maiores forem os números de elementos de cada campo, maiores serão os números de redes secundárias e com isto maior deverá ser o conhecimento da rede para se definir os percentuais de cada uma delas.

Como exemplo para os dados das redes, supõe-se as seguintes características de cada um dos campos, apresentados na Tabela 4.5 e Tabela 4.6.

Tabela 4.5 – Exemplo de Redes Secundárias (64 Combinações)

	Potência Nominal	Tipo	Cabo	Comprimento	Localização	
	15	M	1.0A	100	Urbano	
	30	T	336A	800	Rural	
	75					
	150					Total de Possibilidades
Possibilidades	4	2	2	2	2	64

Tabela 4.6 – Dados das Redes Secundárias (216 Combinações)

	Potência Nominal	Tipo	Cabo	Comprimento	Localização	
	15	M	1.0A	100	Urbano	
	30	T	3.0A	400	Rural	
	45		336A	800		
	75					
	112.5					
	150					Total de Possibilidades
Possibilidades	6	2	3	3	2	216

Como pode ser observado na Tabela 4.5 e Tabela 4.6, com o aumento de apenas 4 elementos (total de 12 elementos na Tabela 4.5 e 16 elementos na Tabela 4.6), o número de combinações para rede secundária mais que triplicou, indo de 64 para 216 possibilidades.

Também deve ser levado em conta que quando são geradas todas as possibilidades, várias redes ficariam com percentual nulo ou muito próximo de zero e assim ocorre naturalmente uma redução do número de possibilidades total para os casos de maior frequência que podem ser encontrados.

4.1.5. DADOS DE DEMANDA

Os dados de demanda devem ser inseridos diretamente na janela do software GERA-BT e são referentes à demanda total e à demanda secundária.

A demanda total é a soma de todas as demandas (em kVA) dos circuitos primários e dos circuitos secundários. Já a demanda secundária é o valor da demanda total menos a demanda de atendimento da rede primária (cabines primárias, indústrias com tensão primária de fornecimento).

Estes dados irão fornecer o fator de ajuste de demanda que é a relação entre a demanda secundária e a demanda total. Este fator irá ser utilizado logo no início do programa para ajustar a demanda inserida na tabela com os dados da rede primária, fazendo com que no final o valor de demanda da rede gerada seja igual a demanda secundária informada.

4.1.6. DADOS DE NÚMERO DE PONTOS

Da mesma forma que os dados de demanda, os dados de número de pontos devem ser informados para o número de pontos total e o número de pontos secundários. Com isto o software GERA-BT irá ter a relação entre o número de pontos secundários e o número de pontos total para que no final do processo seja gerado o exato número de redes secundárias do sistema.

Os dados, que devem ser inseridos diretamente no software GERA-BT, são apresentados na Figura 4.1. É importante observar que, mesmo aparecendo na forma de uma janela para escolha de opções, os dados de desvio padrão serão sempre executados para os sete desvios pré-determinados.

Figura 4.1 – Tela do Software GERA-BT
Exemplo de Dados de Demanda e Número de Pontos

4.2. O PROCESSO PARA GERAR AS REDES SECUNDÁRIAS

Com os dados iniciais já inseridos na tabela e com as informações de demanda e número de pontos já inseridas no software GERA-BT, será apresentado o processo utilizado para gerar as redes secundárias de distribuição, que consiste basicamente na execução do GERA-BT.

Todos os arquivos para execução do software devem estar no mesmo diretório (preferencialmente) mas existe a possibilidade de informar-se onde pode ser encontrado o arquivo “sispai.mbd” que, como já foi dito anteriormente, possui todas as informações das redes primárias da empresa. Também será nesse diretório, informado para o GERA-BT, que serão geradas as redes secundárias e os resultados de carregamento. O diretório deve ser informado conforme mostrado na Figura 4.2. Pode-se observar que os diretórios da Figura 4.2 foram modificados (não podem ser visualizados) pois são diferentes para cada computador e, neste caso, são meramente ilustrativos.

Figura 4.2 – Tela do Software GERA-BT

Exemplo da Estrutura de Diretórios Para a Execução do GERA-BT

Finalmente, depois de executado o software GERA-BT, são gerados sete arquivos de redes secundárias que serão simulados no software de análise de investimentos SISPAI-BT e um arquivo com os carregamentos destas redes.

4.3. COMPARAÇÃO ENTRE A REDE GERADA E A REDE ORIGINAL

A seguir serão feitas algumas comparações entre as redes secundárias geradas pelo GERA-BT e a rede original de uma empresa concessionária (Empresa A). Serão apresentadas as tabelas comparativas e os comentários a respeito dos possíveis desvios e/ou distorções.

A primeira comparação, que pode ser observada na Tabela 4.7, é em relação ao número total de transformadores por classe de potência nominal. Como pode ser verificado, os desvios foram mínimos (inferiores a 1%), menos para os transformadores de 30 kVA e 45 kVA. Pode-se atribuir às porcentagem dos tipos de redes secundárias e também aos arredondamentos impostos pelo software as diferenças encontradas, mas isto não prejudicou o resultado final dos investimentos, fato que será apresentado posteriormente.

Tabela 4.7 – Comparação do Número de Transformadores por Classe de Potência Nominal

Pnom kva	Empresa A		GERA_BT		Desvio
	Número	Percentual	Número	Percentual	
15	7738	19.92%	7732	19.90%	-0.08%
30	8351	21.50%	8771	22.58%	5.03%
45	6588	16.96%	6222	16.02%	-5.56%
75	10508	27.05%	10485	26.99%	-0.22%
112.5	2128	5.48%	2113	5.44%	-0.70%
150	3532	9.09%	3522	9.07%	-0.28%
	38845	100.00%	38845	100.00%	

Nos cabos das redes secundárias, observa-se o aumento dos cabos do tipo “3.0A” em detrimento dos cabos “1.0A”. Este fato, assim com o anterior (transformadores) e os próximos (comprimento, tipo e local), também está diretamente relacionado com os tipos de redes secundárias possíveis e com as porcentagens atribuídas a cada uma delas. A Tabela 4.8 ilustra a comparação entre os cabos das redes.

Tabela 4.8 – Comparação dos Cabos das Redes Secundárias

Cabo	Empresa A		GERA_BT	
	fi	Percentual	fi	Percentual
1.0A	20880	53.75%	17656	45.45%
3.0A	5051	13.00%	7643	19.68%
336A	12914	33.24%	13546	34.87%
	38845	100.00%	38845	100.00%

A seguir, na Tabela 4.9, Tabela 4.10 e Tabela 4.11, são apresentadas as comparações entre os resultados obtidos para comprimento, tipo e localização das redes secundárias geradas pelo GERA-BT e a rede original da Empresa A.

Tabela 4.9 – Comparação dos Comprimentos das Redes Secundárias

De	a (m)	Empresa A		GERA_BT	
		fi	Percentual	fi	Percentual
0	140	15110	38.90%	12566	32.35%
140	420	15988	41.16%	15184	39.09%
420	980	7474	19.24%	11095	28.56%
980	3000	273	0.70%	0	0.00%
		38845	100.00%	38845	100.00%

Tabela 4.10 – Comparação dos Tipos (Monofásico ou Trifásico) das Redes Secundárias

Pnom kva	Tipo	Empresa A			GERA_BT		
		Número	Perc.Total	Perc.Local	Número	Perc.Total	Perc.Local
15	M	3820	9.83%	49.37%	7732	19.90%	100.00%
	T	3918	10.09%	50.63%	0	0.00%	0.00%
30	M	2112	5.44%	25.29%	3613	9.30%	41.19%
	T	6239	16.06%	74.71%	5158	13.28%	58.81%
45	M	2366	6.09%	35.91%	2058	5.30%	33.08%
	T	4222	10.87%	64.09%	4164	10.72%	66.92%
75	M	1117	2.88%	10.63%	2978	7.67%	28.40%
	T	9391	24.18%	89.37%	7507	19.33%	71.60%
112.5	M	489	1.26%	22.98%	0	0.00%	0.00%
	T	1639	4.22%	77.02%	2113	5.44%	100.00%
150	M	496	1.28%	14.04%	0	0.00%	0.00%
	T	3036	7.82%	85.96%	3522	9.07%	100.00%
		38845	100.00%	100%	38845	100%	100%

Tabela 4.11 – Comparação das Localizações (Urbano ou Rural) das Redes Secundárias

Pnom kVA	Local	Empresa A			GERA_BT		
		Número	Perc.Total	Perc.Local	Número	Perc.Total	Perc.Local
15	U	2489	6.41%	32.17%	2366	6.09%	30.60%
	R	5249	13.51%	67.83%	5366	13.81%	69.40%
30	U	5478	14.10%	65.60%	5953	15.33%	67.87%
	R	2873	7.40%	34.40%	2818	7.25%	32.13%
45	U	5748	14.80%	87.25%	5988	15.42%	96.24%
	R	840	2.16%	12.75%	234	0.60%	3.76%
75	U	9922	25.54%	94.42%	10314	26.55%	98.37%
	R	586	1.51%	5.58%	171	0.44%	1.63%
112.5	U	2085	5.37%	97.98%	2036	5.24%	96.36%
	R	43	0.11%	2.02%	77	0.20%	3.64%
150	U	3484	8.97%	98.64%	3496	9.00%	99.26%
	R	48	0.12%	1.36%	26	0.07%	0.74%
		38845	100%	100%	38845	100%	100%

Finalmente, apenas como item ilustrativo, pode-se observar a comparação dos dados de potência nominal, localização e tipo na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Comparação da Potência Nominal, Localização e Tipo das Redes Secundárias

					Empresa A			GERA_BT			Phom kVA
Nº Classes	De	a (kVA)	Local	Tipo	fi	Perc. Total	Perc. Local	fi	Perc. Total	Perc. Local	
1	0	18	Urbano	M	906	2.33%	11.71%	2366	6.09%	30.60%	15
2			Urbano	T	1583	4.08%	20.46%	0	0.00%	0.00%	
3			Rural	M	2914	7.50%	37.66%	5366	13.81%	69.40%	
4			Rural	T	2335	6.01%	30.18%	0	0.00%	0.00%	
5	18	33	Urbano	M	1252	3.22%	14.99%	2499	6.43%	28.49%	30
6			Urbano	T	4226	10.88%	50.60%	3454	8.89%	39.38%	
7			Rural	M	860	2.21%	10.30%	1114	2.87%	12.70%	
8			Rural	T	2013	5.18%	24.10%	1704	4.39%	19.43%	
9	33	52	Urbano	M	2082	5.36%	31.60%	1950	5.02%	31.34%	45
10			Urbano	T	3666	9.44%	55.65%	4038	10.40%	64.90%	
11			Rural	M	284	0.73%	4.31%	108	0.28%	1.74%	
12			Rural	T	556	1.43%	8.44%	126	0.32%	2.03%	
13	52	80	Urbano	M	1083	2.79%	10.31%	2949	7.59%	28.13%	75
14			Urbano	T	8839	22.75%	84.12%	7365	18.96%	70.24%	
15			Rural	M	34	0.09%	0.32%	29	0.07%	0.28%	
16			Rural	T	552	1.42%	5.25%	142	0.37%	1.35%	
17	80	120	Urbano	M	476	1.23%	22.37%	0	0.00%	0.00%	112.5
18			Urbano	T	1609	4.14%	75.61%	2036	5.24%	96.36%	
19			Rural	M	13	0.03%	0.61%	0	0.00%	0.00%	
20			Rural	T	30	0.08%	1.41%	77	0.20%	3.64%	
21	120	310	Urbano	M	494	1.27%	13.99%	0	0.00%	0.00%	150
22			Urbano	T	2990	7.70%	84.65%	3496	9.00%	99.26%	
23			Rural	M	2	0.01%	0.06%	0	0.00%	0.00%	
24			Rural	T	46	0.12%	1.30%	26	0.07%	0.74%	
					38845	100.00%	100.00%	38845	100.00%	100.00%	

Uma vez feita a comparação das redes originais (Empresa A) e geradas (GERA_BT) pode-se verificar a aderência das redes com relação ao carregamento dos circuitos e também com relação a diferença percentual entre elas. A comparação dos carregamentos dos circuitos pode ser observada na Figura 4.3 que apresenta um comparativo entre o número de circuitos dentro de uma faixa de carregamento para as duas redes. Como pode ser observado, para os 326 circuitos estudados, o comportamento das redes é similar, porém, para os circuitos da Empresa A nota-se um carregamento acentuado na faixa de 50% a 60% e na faixa de 60% a 70%. Para a rede gerada esta distribuição é mais uniforme e este é outro fator que irá influir no resultado final de investimentos das redes.

Figura 4.3 – Comparação Entre o Carregamento dos Circuitos da Empresa A e os Circuitos Gerados pelo GERA_BT

Finalmente comparando-se a diferença percentual entre as redes geradas e as redes originais observa-se que cerca de 85% das redes apresentam uma diferença inferior a 30% e isto pode ser interpretado como aceitável visto que as redes geradas são constituídas da mesma composição de transformadores para cada um dos circuitos, diferindo-se apenas no carregamento de cada um deles de acordo com a demanda. Assim, pode-se dizer que mesmo os circuitos sendo gerados sem o conhecimento individual dos transformadores neles contidos, houve uma boa proximidade com a realidade do sistema. Isto pode ser observado na Figura 4.4 abaixo.

Figura 4.4 – Comparação Entre o Carregamento dos Circuitos da Empresa A e os Circuitos Gerados pelo GERA_BT

5. SIMULAÇÃO DAS REDES E RESULTADOS

A apresentação dos resultados obtidos da simulação das redes geradas pelo software GERA-BT no software de análise de investimentos SISPAI-BT será feita para cada uma das empresas concessionárias testadas (Empresa A, Empresa B e Empresa C). Neste capítulo, poderá ser observada a aderência dos resultados das redes geradas em comparação com a rede original. Para isto serão apresentados os critérios de execução do SISPAI-BT e, finalmente, os resultados obtidos.

5.1. REGRAS PARA SIMULAÇÃO DA REDE SECUNDÁRIA

Uma vez que o processo de gerar as sete redes secundárias de distribuição foi finalizado, deve-se executar o software SISPAI-BT para obter os investimentos para cada uma destas redes e, posteriormente, fazer uma análise crítica dos resultados obtidos objetivando um resultado final que represente os investimentos nas redes secundárias para os próximos dez anos (planejamento decenal).

A simulação das redes geradas no software SISPAI-BT deve ser realizada pelo setor de planejamento ou pelo grupo técnico da empresa concessionária pois o seu funcionamento depende de alguns conhecimentos das redes primárias e secundárias, dos preços de transformadores, trocas de equipamentos, cabos, e principalmente das regras de uso do software na questão de formação das família e evolução das redes.

Com relação aos preços de equipamentos e trocas, estes devem ser informados como os praticados pela empresa concessionária no momento da simulação e não os valores esperados futuros. Isto é importante pois será a partir destes valores que todos os investimentos serão obtidos e valores informados de maneira incorreta podem ocasionar investimentos completamente fora da realidade de estudos de planejamento.

Antes que as comparações relativas aos investimentos (principal objetivo do trabalho) e custos marginais sejam apresentadas, é importante ressaltar que elas não irão refletir os “valores reais” que as Empresas A, B e C deverão considerar em seu planejamento, pois alguns valores de custos (materiais, mão de obra, troca de equipamentos, entre outros) foram uniformizados, ou seja, não foram consideradas as regionalidades características para cada estudo e, além disso, para uma das empresas foram consideradas apenas algumas partes das redes secundárias (região) e não a sua totalidade. Isto não modifica em nenhum aspecto o desvio (%) do resultado final obtido, pois o valor total de investimentos está relacionado ao número de obras em cada ano multiplicado pelos valores anteriormente informados. Assim, no caso dos valores corretos serem inseridos no SISPAI-BT pode-se garantir que o resultado final terá a mesma precisão que será apresentada a partir de agora.

5.2. VALORES OBTIDOS PARA A EMPRESA A

Na Tabela 5.1 são apresentados os valores de investimentos obtidos para uma concessionária de distribuição de energia elétrica que a partir deste momento será referenciada como **Empresa A**.

Como pode ser observado, o valor esperado de investimentos (simulado com os dados das redes BT reais da empresa) para o planejamento decenal de baixa tensão é igual a R\$ 57,89 milhões e a variação dos investimentos obtidos com a simulação das redes BT geradas com a metodologia foi de R\$ 53,46 a R\$ 66,09 milhões (o que incluiu o valor esperado). Se for feita uma média simples dos sete valores de investimentos obtidos e comparado com o valor esperado a diferença foi de -1,16% (faltaram R\$ 668,71 mil) o que, pode-se afirmar, é um valor muito próximo ao esperado.

Tabela 5.1 – Comparação dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa A.

	Período de Análise (2003-2012) - Todos os Valores em mil R\$										SOMA	SOMA
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2003-2012	2004-2012
Empresa A	28,793	2,593	2,664	2,744	2,640	3,446	3,441	5,604	2,943	3,029	57,897	29,104
Gera_BT_10%	11,876	3,918	4,266	4,142	4,392	4,621	4,579	5,240	4,754	6,212	54,000	42,124
Gera_BT_20%	12,059	3,919	4,157	4,142	4,449	4,375	4,500	5,044	5,429	5,387	53,461	41,402
Gera_BT_30%	13,095	3,919	4,077	4,143	4,397	4,433	4,871	4,703	5,116	4,889	53,643	40,548
Gera_BT_40%	14,832	3,920	4,078	4,195	4,398	4,377	5,118	4,709	4,908	4,890	55,425	40,593
Gera_BT_50%	15,962	3,921	4,979	4,197	4,404	4,378	5,020	4,799	4,977	5,486	58,123	42,161
Gera_BT_60%	17,660	3,924	4,034	4,199	4,416	5,337	4,507	4,994	5,458	5,327	59,856	42,196
Gera_BT_70%	18,531	4,091	4,083	4,149	4,737	5,129	5,193	5,282	6,205	8,690	66,090	47,559
Média Empresa A	28,793	2,593	2,664	2,744	2,640	3,446	3,441	5,604	2,943	3,029	57,897	29,104
Desvio Empresa A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Média Gera_BT	14,859	3,945	4,239	4,167	4,456	4,664	4,827	4,967	5,264	5,840	57,228	42,369
Desvio Gera_BT	2,658	65	335	28	125	403	297	240	490	1,333	4,600	2,397
Média Total	16,601	3,776	4,042	3,989	4,229	4,512	4,654	5,047	4,974	5,489	57,312	40,711
Desvio Total	5,507	482	637	504	653	570	562	316	938	1,585	4,265	5,188

Embora o valor final de investimentos possa ser considerado satisfatório deve-se observar que na rede original o investimento para o primeiro ano foi muito superior aos investimentos para os primeiros anos obtidos pelo GERA-BT. A diferença de 28 milhões para uma média de 14,8 milhões logo no primeiro ano foi compensada pelos investimentos nos anos seguintes para as redes geradas e pela falta de investimentos na rede original. Ao analisar a rede original notou-se a existência de valores de carregamento inferiores a 20% e superiores a 140% aos quais as redes geradas foram limitadas. Outro fator que também contribuiu para uma equalização diferenciada entre as redes geradas e as redes originais foi o fato de que as redes geradas apresentaram um perfil de carregamento mais diversificado, ao invés de concentrado, com relação aos circuitos, item este já mencionado no item 4.3, Figura 4.3.

Pode-se também verificar os valores de custos marginais de distribuição obtidos com a simulação das redes secundárias geradas em comparação com a rede original. Cabe ressaltar que neste caso os valores obtidos não representaram da melhor maneira possível o valor de custo marginal para a rede original, isto porque, como a rede original apresenta um elevado investimento logo no primeiro ano, o seu valor será da mesma forma elevado, enquanto que os obtidos pelas redes geradas, por serem mais uniformemente distribuídos apresentarão um valor inferior ao original.

Na Tabela 5.2 podem ser observados os valores obtidos para os custos marginais de distribuição para as redes de BT. Observa-se que esses valores estão compreendidos entre 75,87% e 95,18% do valor original de custo marginal. Na média o valor de custo marginal para as redes geradas ficou em 82,91% do valor da rede original.

Tabela 5.2 – Comparação dos Custos Marginais de Distribuição das Redes de BT

Agregado de Rede	Custo Marginal (R\$/KW)								Média
	Empr. A	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	
Transformadores MT/BT	24.38	14.02	14.92	15.92	18.47	21.21	22.73	26.16	19.06
MVA Instalado	10.55	5.72	6.16	6.61	7.80	9.21	9.61	11.03	8.02
Nro Postos	13.83	8.30	8.76	9.31	10.67	12.00	13.12	15.13	11.04
km de Rede BT	24.90	23.08	21.97	21.77	21.32	20.78	20.76	20.53	21.46
km de Rede MT	6.75	5.41	5.48	5.64	5.81	6.14	6.44	6.64	5.94
Total Rede	56.03	42.51	42.37	43.33	45.60	48.13	49.93	53.33	46.46
% em Relação ao Original	100.00%	75.87%	75.62%	77.33%	81.38%	85.90%	89.11%	95.18%	82.91%

A Tabela 5.3 apresenta algumas análises de probabilidades de ocorrência de um determinado cenário face aos investimentos obtidos. Pode-se verificar que para o caso concentrado nas distribuições normais de 60% e 70% (Probabilidade 9) o investimento final seria da ordem de R\$ 59,9 milhões e para o caso concentrado nas distribuições de 10% e 20% (Probabilidade 10) este valor seria R\$ 55,3 milhões.

Tabela 5.3 – Análise de Probabilidade de Cenários de Investimentos

Desvio Padrão	Gera_BT 10%	Gera_BT 20%	Gera_BT 30%	Gera_BT 40%	Gera_BT 50%	Gera_BT 60%	Gera_BT 70%	Valor Esperado		
Investimento (mil R\$)	54,000	53,461	53,643	55,425	58,123	59,856	66,090	Inv.(mil R\$)	Dif.(mil R\$)	Dif. (%)
Probabilidade 1 (%)	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	57,228	-668.71	-1.16%
Probabilidade 2 (%)	10.00	10.00	10.00	10.00	20.00	20.00	20.00	58,467	569.70	0.98%
Probabilidade 3 (%)	20.00	20.00	20.00	10.00	10.00	10.00	10.00	56,170	-1,726.80	-2.98%
Probabilidade 4 (%)	5.00	10.00	15.00	40.00	15.00	10.00	5.00	56,271	-1,625.90	-2.81%
Probabilidade 5 (%)	15.00	15.00	15.00	10.00	15.00	15.00	15.00	57,318	-578.55	-1.00%
Probabilidade 6 (%)	10.00	10.00	10.00	40.00	10.00	10.00	10.00	56,687	-1,209.70	-2.09%
Probabilidade 7 (%)	10.00	10.00	20.00	20.00	20.00	10.00	10.00	56,779	-1,118.10	-1.93%
Probabilidade 8 (%)	5.00	10.00	10.00	50.00	10.00	10.00	5.00	56,225	-1,671.70	-2.89%
Probabilidade 9 (%)	5.00	5.00	10.00	10.00	10.00	30.00	30.00	59,876	1,978.95	3.42%
Probabilidade 10 (%)	30.00	30.00	10.00	10.00	10.00	5.00	5.00	55,255	-2,642.30	-4.56%
Média das Probabilidades								57,028	-869.31	-1.50%

Finalmente é apresentado o resultado dos investimentos necessários para cada uma das redes geradas na forma gráfica. Isto pode ser observado na Figura 5.1. A linha vermelha indica o valor de investimento esperado, calculado com a rede original e a linha pontilhada verde traça o perfil dos valores das redes geradas no GERA-BT.

Figura 5.1 – Resultado Gráfico dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa A

5.3. VALORES OBTIDOS PARA A EMPRESA B

Assim como no caso anterior são apresentados neste item da dissertação os resultados obtidos para as redes secundárias da **Empresa B**. As tabelas que mostram os resultados são : Tabela 5.4, Tabela 5.5 e Tabela 5.6, além da Figura 5.2.

Como pode ser observado, o valor esperado de investimentos (simulado com os dados das redes BT reais da empresa) para o planejamento decenal de baixa tensão é igual a R\$ 151,12 milhões e a variação dos investimentos obtidos com a simulação das redes BT geradas com a metodologia foi de R\$ 145,71 a R\$ 156,37 milhões (o que incluiu o valor esperado). Se for feita uma média simples dos sete valores de investimentos obtidos e comparado com o valor esperado a diferença foi positiva de 0.01% (excedente de apenas R\$ 17,86 mil) o que, em termos de planejamento, pode ser considerado como valores absolutamente iguais. A seguir são apresentadas todas as informações obtidas.

Tabela 5.4 – Comparação dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa B

	Período de Análise (2003-2012) - Todos os Valores em mil R\$										SOMA	SOMA
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2003-2012	2004-2012
Empresa B	46,668	9,827	10,317	10,646	11,077	11,527	12,057	12,487	12,994	13,523	151,123	104,455
Gera_BT_10%	37,032	10,037	11,149	10,783	11,173	11,579	12,001	15,346	12,889	13,718	145,707	108,675
Gera_BT_20%	39,260	10,042	11,155	10,789	11,179	11,589	12,008	12,448	16,198	13,373	148,041	108,781
Gera_BT_30%	40,512	10,055	11,165	10,799	11,194	11,602	12,025	12,466	15,750	13,741	149,309	108,797
Gera_BT_40%	42,178	10,067	11,163	10,817	11,213	11,621	12,046	12,926	15,346	13,412	150,789	108,611
Gera_BT_50%	43,368	10,084	11,180	10,835	11,229	11,642	12,068	12,507	13,471	15,845	152,229	108,861
Gera_BT_60%	46,363	10,103	10,470	11,583	11,251	11,665	12,092	13,065	12,995	15,958	155,545	109,182
Gera_BT_70%	49,468	10,118	10,490	11,588	11,273	11,689	12,117	13,101	13,022	13,500	156,366	106,898
Média Empresa B	46,668	9,827	10,317	10,646	11,077	11,527	12,057	12,487	12,994	13,523	151,123	104,455
Desvio Empresa B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Média Gera_BT	42,597	10,072	10,967	11,028	11,216	11,627	12,051	13,123	14,239	14,221	151,141	108,544
Desvio Gera_BT	4,255	31	333	381	37	41	44	1,021	1,460	1,157	3,884	748
Média Total	43,106	10,042	10,886	10,980	11,199	11,614	12,052	13,043	14,083	14,134	151,139	108,033
Desvio Total	4,194	91	385	378	60	52	40	971	1,421	1,099	3,596	1,603

Tabela 5.5 – Comparação dos Custos Marginais de Distribuição das Redes de BT

Agregado de Rede	Custo Marginal (R\$/KW)								Média
	Empr. B	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	
Transformadores MT/BT	14.35	15.93	17.42	18.04	19.07	19.65	22.00	23.21	19.33
MVA Instalado	8.36	8.94	9.77	10.10	10.79	11.07	12.51	12.94	10.87
Nro Postos	5.99	6.99	7.65	7.94	8.28	8.58	9.49	10.27	8.46
km de Rede BT	53.96	49.37	49.35	49.36	49.32	49.29	49.11	49.04	49.26
km de Rede MT	7.56	10.17	10.40	10.72	10.97	11.25	11.44	12.17	11.02
Total Rede	75.87	75.47	77.17	78.12	79.36	80.19	82.55	84.42	79.61
% em Relação ao Original	100.00%	99.47%	101.71%	102.97%	104.60%	105.69%	108.80%	111.27%	104.93%

Os custos marginais das redes geradas para esta empresa tiveram um comportamento muito mais próximo ao custo marginal original esperado. Observa-se que os valores obtidos estão compreendidos entre 99,47% e 111,27% do valor de referência. Na média o valor de custo marginal para as redes geradas ficou em 104,93% do valor da rede original.

Tabela 5.6 – Análise de Probabilidade de Cenários de Investimentos

Desvio Padrão	Gera_BT 10%	Gera_BT 20%	Gera_BT 30%	Gera_BT 40%	Gera_BT 50%	Gera_BT 60%	Gera_BT 70%	Valor Esperado		151,123
Investimento (mil R\$)	145,707	148,041	149,309	150,789	152,229	155,545	156,366	Inv.(mil R\$)	Dif.(mil R\$)	Dif. (%)
Probabilidade 1 (%)	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	151,141	17.86	0.01%
Probabilidade 2 (%)	10.00	10.00	10.00	10.00	20.00	20.00	20.00	152,213	1,089.60	0.72%
Probabilidade 3 (%)	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	20.00	20.00	151,911	788.20	0.52%
Probabilidade 4 (%)	5.00	10.00	15.00	15.00	20.00	20.00	15.00	152,114	990.85	0.66%
Probabilidade 5 (%)	5.00	5.00	15.00	50.00	15.00	5.00	5.00	150,908	-214.85	-0.14%
Probabilidade 6 (%)	18.00	18.00	18.00	18.00	10.00	10.00	8.00	150,179	-944.04	-0.62%
Probabilidade 7 (%)	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	25.00	25.00	152,585	1,462.25	0.97%
Probabilidade 8 (%)	5.00	10.00	15.00	40.00	15.00	10.00	5.00	151,009	-114.45	-0.08%
Probabilidade 9 (%)	7.00	7.00	9.00	12.00	15.00	25.00	25.00	152,907	1,783.95	1.18%
Probabilidade 10 (%)	20.00	20.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	150,458	-664.84	-0.44%
Média das Probabilidades								151,542	419.45	0.28%

Figura 5.2 – Resultado Gráfico dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa B

5.4. VALORES OBTIDOS PARA A EMPRESA C

Finalmente, a exemplo das Empresas A e B, são apresentados os resultados obtidos para as redes secundárias da **Empresa C**. As tabelas que mostram os resultados são : Tabela 5.7, Tabela 5.8 e Tabela 5.9, além da Figura 5.3.

Como pode ser observado, o valor esperado de investimentos (simulado com os dados das redes BT reais da empresa) para o planejamento decenal de baixa tensão é igual a R\$ 62,60 milhões e a variação dos investimentos obtidos com a simulação das redes BT geradas com a metodologia foi de R\$ 61,97 a R\$ 66,01 milhões (o que incluiu o valor esperado). Se for feita uma média simples dos sete valores de investimentos obtidos e comparado com o valor esperado a diferença foi positiva de 2,31% (excedente de R\$ 1.444,00 mil), o que ainda pode ser considerado como um resultado muito satisfatório. A seguir são apresentadas todas as informações obtidas.

Tabela 5.7 – Comparação dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa C

	Período de Análise (2003-2012) - Todos os Valores em mil R\$										SOMA	SOMA
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2003-2012	2004-2012
Empresa C	40,490	1,584	2,832	2,978	1,959	2,197	2,624	2,643	3,271	2,020	62,598	22,108
Gera_BT_10%	27,942	3,431	3,267	3,630	2,971	3,706	5,427	5,165	3,357	4,494	63,390	35,448
Gera_BT_20%	29,384	2,713	4,194	2,881	3,445	4,166	5,429	3,653	3,590	4,416	63,871	34,487
Gera_BT_30%	28,639	2,714	3,270	3,355	4,015	3,965	6,787	3,260	3,730	4,852	64,587	35,948
Gera_BT_40%	27,893	3,169	2,799	3,959	3,577	6,256	3,327	4,341	4,076	4,934	64,331	36,438
Gera_BT_50%	28,406	2,718	3,254	2,886	3,161	4,458	3,734	5,200	4,028	4,127	61,972	33,566
Gera_BT_60%	29,565	2,720	3,754	3,799	3,163	3,375	3,468	4,853	3,739	5,701	64,137	34,572
Gera_BT_70%	31,027	2,721	2,805	2,895	3,300	3,694	3,927	5,229	3,887	6,521	66,006	34,979
Média Empresa C	40,490	1,584	2,832	2,978	1,959	2,197	2,624	2,643	3,271	2,020	62,598	22,108
Desvio Empresa C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Média Gera_BT	28,979	2,884	3,335	3,344	3,376	4,231	4,586	4,529	3,772	5,006	64,042	35,063
Desvio Gera_BT	1,111	294	500	464	345	960	1,308	802	251	836	1,224	970
Média Total	30,418	2,721	3,272	3,298	3,199	3,977	4,340	4,293	3,710	4,633	63,862	33,443
Desvio Total	4,197	534	495	449	594	1,143	1,395	998	293	1,309	1,243	4,667

Tabela 5.8 – Comparação dos Custos Marginais de Distribuição das Redes de BT

Agregado de Rede	Custo Marginal (R\$/KW)								
	Empr. C	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	
Transformadores MT/BT	58.74	49.06	51.84	52.20	49.69	47.68	48.56	50.95	50.00
MVA Instalado	31.30	23.67	24.97	25.41	23.48	22.46	22.65	23.85	23.78
Nro Postos	27.44	25.39	26.87	26.79	26.21	25.22	25.91	27.10	26.21
km de Rede BT	39.49	23.35	23.68	24.50	24.51	23.87	24.99	26.29	24.46
km de Rede MT	9.61	23.86	24.41	22.59	24.28	23.30	25.09	25.32	24.12
Total Rede	107.84	96.27	99.93	99.29	98.48	94.85	98.64	102.56	98.57
% em Relação ao Original	100.00%	89.27%	92.67%	92.07%	91.32%	87.95%	91.47%	95.10%	91.41%

Os custos marginais das redes geradas para esta empresa voltaram, a exemplo da Empresa A, a apresentar um valor inferior ao original esperado. Observa-se que os valores obtidos estão compreendidos entre 89,27% e 95,10% do valor de referência. Na média o valor de custo marginal para as redes geradas ficou em 91,41% do valor da rede original.

Tabela 5.9 – Análise de Probabilidade de Cenários de Investimentos

Desvio Padrão	Gera_BT 10%	Gera_BT 20%	Gera_BT 30%	Gera_BT 40%	Gera_BT 50%	Gera_BT 60%	Gera_BT 70%	Valor Esperado		62,598
Investimento (mil R\$)	63,390	63,871	64,587	64,331	61,972	64,137	66,006	Inv.(mil R\$)	Dif.(mil R\$)	Dif. (%)
Probabilidade 1 (%)	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	64,042	1,444.00	2.31%
Probabilidade 2 (%)	10.00	10.00	10.00	10.00	20.00	20.00	20.00	64,041	1,442.90	2.31%
Probabilidade 3 (%)	20.00	20.00	20.00	10.00	10.00	10.00	10.00	64,014	1,416.20	2.26%
Probabilidade 4 (%)	5.00	10.00	15.00	40.00	15.00	10.00	5.00	63,987	1,388.85	2.22%
Probabilidade 5 (%)	5.00	5.00	15.00	50.00	15.00	5.00	5.00	64,020	1,421.55	2.27%
Probabilidade 6 (%)	18.00	18.00	18.00	18.00	10.00	10.00	8.00	64,004	1,405.60	2.25%
Probabilidade 7 (%)	8.00	10.00	10.00	18.00	18.00	18.00	18.00	64,077	1,479.28	2.36%
Probabilidade 8 (%)	0.00	0.00	0.00	25.00	25.00	25.00	25.00	64,112	1,513.50	2.42%
Probabilidade 9 (%)	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	0.00	0.00	63,630	1,032.20	1.65%
Probabilidade 10 (%)	5.00	5.00	10.00	10.00	15.00	15.00	40.00	64,574	1,975.60	3.16%
Média das Probabilidades								64,050	1,451.97	2.32%

Figura 5.3 – Resultado Gráfico dos Valores de Investimento Para as Redes Geradas Pelo Software GERA-BT e a Rede Original da Empresa C

5.5. COMPARAÇÃO FINAL DOS RESULTADOS DE INVESTIMENTOS OBTIDOS PARA OS ESTUDOS REALIZADOS NAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO.

Para finalizar este capítulo, serão apresentados alguns dados das empresas estudadas e, também, os resultados obtidos na forma de tabelas comparativas.

O primeiro item é a comparação “dimensional” entre as concessionárias. Pode-se observar o número de transformadores, subestações e circuitos para a geração de redes, assim como o número de redes secundárias típicas que foram utilizadas no processo. Isto pode ser observado na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Comparação “Dimensional” das Empresas de Distribuição Estudadas

Concessionária	Número de Redes Típicas Utilizadas	Alimentadores	Subestações	Transformadores
Empresa A	120	326	41	38845
Empresa B	86	822	275	62625
Empresa C	156	112	23	11186

Com o que foi apresentado nos itens anteriores, pode-se fazer a comparação dos resultados obtidos em termos de investimentos, ponderações dos valores e custos marginais para as três empresas de distribuição de energia elétrica estudadas. Isto pode ser observado na Tabela 5.11 (resultados de investimentos), Tabela 5.12 (resultados das ponderações) e na Tabela 5.13 (resultados de custos marginais).

Tabela 5.11 – Comparação dos Valores de Investimento Para os Estudos Realizados

	Empresa A	Empresa B	Empresa C
Valor Esperado [R\$ mil]	57,897	151,123	62,598
Média dos Valores Gerados [R\$ mil]	57,228	151,141	64,042
Mínimo dos Valores Gerados [R\$ mil]	53,461	145,707	61,972
Máximo dos Valores Gerados [R\$ mil]	66,090	156,366	66,006

Relação (Média dos Gerados / Esperado) [%]	98.84%	100.01%	102.31%
Relação ((Gerados - Esperados)/Esperados) [%]	-1.16%	0.01%	2.31%
Valor (Media dos Gerados - Esperado) [R\$ mil]	-668.71	17.86	1,444.00

Tabela 5.12 – Comparação dos Valores de Investimento
com Base nas Ponderações Consideradas

	Empresa A	Empresa B	Empresa C
Média das 7 Redes Geradas	-1.16%	0.01%	2.31%
Máximo das Ponderações	3.42%	1.18%	3.16%
Mínimo das Ponderações	-4.56%	-0.62%	1.65%
Média das Ponderações	-1.50%	0.28%	2.32%

Tabela 5.13 – Comparação dos Valores de Custos Marginais
Para os Estudos Realizados

Custos Marginais de Distribuição em Baixa Tensão (R\$/kW*ano)						
Agregado de Rede	Empresa A		Empresa B		Empresa C	
	Original	Gera BT	Original	Gera BT	Original	Gera BT
Transformadores MT/BT	24.38	19.06	14.35	19.33	58.74	50.00
MVA Instalado	10.55	8.02	8.36	10.87	31.30	23.78
Nro Postos	13.83	11.04	5.99	8.46	27.44	26.21
km de Rede BT	24.90	21.46	53.96	49.26	39.49	24.46
km de Rede MT	6.75	5.94	7.56	11.02	9.61	24.12
Total Rede	56.03	46.46	75.87	79.61	107.84	98.57
Gera_BT / Original (%)	82.91%		104.93%		91.41%	

Uma vez simuladas as redes secundárias e já obtidos todos os resultados de investimentos e custos marginais, é possível fazer as análises e verificações pertinentes para emitir uma conclusão acerca da proximidade, ou não, das redes geradas. Isto encerra o processo de utilização da metodologia e dá base para afirmar a possibilidade de utilização direta dos valores finais informados. Assim, toda as análises e conclusões deste trabalho serão apresentadas no Capítulo 6.

6. ANÁLISES E CONCLUSÕES

Este trabalho teve o objetivo bem definido de aplicar uma metodologia de geração de redes secundárias de distribuição a partir de dados da rede primária, de forma que quando estas redes secundárias fossem simuladas em um software de análise de investimentos, pudesse ser obtido um valor final de investimentos próximo ao esperado para a rede secundária real das Empresas.

O processo de aplicação da metodologia consistiu em criar um software que, valendo-se de todas as equações e regras pré-estabelecidas, gerasse sete arquivos com variações de desvio padrão que seriam consideradas a partir daquele momento como as redes representativas para a empresa.

Foram geradas as redes para três Empresas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica com características diferentes (residencial, comercial, industrial, curva de carga, localização, entre outras coisas). Para estas empresas foram definidos os critérios de formação de famílias, taxa de crescimento e evolução da rede de forma que todas as redes geradas e a rede original pudessem ser simuladas exatamente com as mesmas condições.

Ao final do processo obteve-se os investimentos e custos marginais para as sete redes e assim os resultados foram comparados com o valor esperado como pôde ser observado durante todo o Capítulo 5.

Assim, pode-se concluir com base nos resultados apresentados que a metodologia e a sua aplicação conseguiram atingir com sucesso o objetivo proposto inicialmente. Observa-se que com relação aos investimentos, os valores obtidos ficaram muito próximos (faixa inferior a $\pm 2,50\%$) dos valores esperados, o que para sistemas de planejamento pode ser entendido como plenamente satisfatório, haja visto existirem fatores internos ao processo de evolução que por si só já colocariam uma margem de segurança superior ao obtido na simulação das redes. Também poderiam ser observados os fatores externos (políticas de governo, campanhas de consumo ou racionamento, crescimento econômico ou recessão) que influenciariam os valores de investimento com uma faixa seguramente superior às alcançadas para as três empresas.

No item custo marginal já não se pode afirmar que os resultados obtidos foram tão aderentes aos valores esperados, mas isto não significa necessariamente que deva-se descartá-los, uma vez que os desvios finais (17,09%, -4,93% e 8,59%) ainda permitem estudos que os tornem aceitáveis para critérios de planejamento. Observaram-se dois fatores que contribuíram para estas diferenças que foram os carregamentos dos dados originais não estarem limitados entre 20% e 140% da potência nominal do transformador e a utilização de uma divisão de transformadores igual para todos os circuitos. Com relação aos limites de carregamento, pode-se afirmar que não foram feitos estudos posteriores pelo motivo de as redes secundárias de distribuição estarem, na sua maior parte quando não totalmente, contidas dentro destes. Se investimentos forem feitos nas redes secundárias, com o objetivo de adequação dos níveis técnicos e de qualidade, pode-se presumir que os carregamentos, no futuro, estarão totalmente dentro da faixa estabelecida. Como o objetivo do trabalho foi a validação dos investimentos, fica aqui a sugestão para que em estudos futuros os valores de custos marginais consigam ser melhores representados, sem que com isso prejudiquem-se os resultados de investimentos já obtidos.

Outra análise importante é que os resultados foram obtidos com o uso de distribuição normal, em cinco faixas de carregamento e sete desvios padrão. Sabe-se da existência de outras teorias de distribuição estatística como a “Distribuição t de Student” ou a “Distribuição F de Snedecor” [24] e [25], logo, poderiam ser feitos estudos com estes outros tipos de distribuição para verificar inicialmente os investimentos e finalmente os custos marginais.

Finalmente conclui-se que a metodologia apresentada consegue gerar redes secundárias que sob o ponto de vista do planejamento e, considerando-se os investimentos necessários, surtirão o mesmo efeito que as redes secundárias originais da empresa.

Como sugestão para a melhoria da metodologia e possíveis ajustes no GERA-BT, indica-se a aplicação deste trabalho nas empresas que não possuam o cadastro de rede secundária e tenham o interesse em estimar o investimento decenal necessário nas redes BT, assim como, com certas restrições, avaliar o custo marginal de distribuição em BT.

Além disso, poderiam ainda ser feitos estudos que avaliassem a relação do fator kD_{sec} obtido a partir da demanda secundária pela demanda total primária da empresa e a energia secundária pela energia total primária da empresa. Neste caso, estas energias seriam facilmente obtidas pois são elementos vindos de medidores e essenciais para o faturamento da empresa (obrigatoriamente todas as empresas devem ter estes dados em seus banco de informações). Se o fator kD_{sec} puder ser obtido através da relação das energias ao invés das demandas, isto seria sem dúvidas um facilitador para este importante dado de entrada.

Com relação às configurações de redes secundárias típicas, poderiam ser feitos estudos de forma a determinar padrões destas de forma que quando uma empresa não tenha condições de estimar com boa precisão este item, possa ser utilizado um padrão já estudado que, com uma certa confiabilidade, represente adequadamente os dados da empresa.

Finalmente, pode-se avaliar no futuro o impacto da função densidade de carga nas redes de distribuição secundárias. Este item já foi estudado nas redes primárias e é responsável pelos modelos de distribuição uniforme de carga (fator $\alpha=0$) ou distribuição não uniforme da carga, como nos casos de concentração junto a fonte de energia (tipicamente urbanas) ou concentração longe da fonte de energia (tipicamente rurais). Caso a empresa disponha de dados que permitam o estudo de distribuição de densidade de carga, estes poderiam ser incorporados de alguma forma na metodologia presente.

7. REFERÊNCIAS E BIBLIOGRAFIAS

7.1. DISSERTAÇÕES E TESES

- [1] Antunes, A. U. – **“Metodologia Para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição Secundárias”** – Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1999.
- [2] Kagan, N. – **“Planejamento de Redes de Distribuição Secundária – Uma Modelagem por Programação Dinâmica”** – Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1988.
- [3] Ahn, Se Un – **“Política de Carregamento dos Transformadores de Distribuição”** – Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1993.
- [4] Gouvea, M. R. – **“Um Método Para o Planejamento de Redes Radiais de Distribuição Secundária”** – Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1979.
- [5] Gouvea, M. R. – **“Bases Conceituais Para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”** – Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1993.

7.2. RELATÓRIOS, NOTAS TÉCNICAS E NORMAS

- [6] Gouvea, M. R.; Antunes, A. U.; Kagan, N.; Oliveira C. C. B. – **“Especificação de Metodologia para Planejamento de Investimentos em Redes de Média e Baixa Tensão”** – Versão de 16/12/2002.
- [7] ABRADDEE – Projeto SISPAI-BT – Metodologia implementada em um programa computacional desenvolvido pelo grupo de trabalho estabelecido entre a ABRADDEE e o ENERQ / USP no ano de 2001.
- [8] NBR-5416 – Normas ABNT - Normas Sobre Instalações Elétricas em Alta Tensão, Normas Gerais – NBR 541x – Execução de instalações elétricas de alta tensão (de 0,6 a 15kV) – procedimento.

- [9] ANSI C57.12.29-1991 – American National Standard for Switchgear and Transformers Pad – Mounted Equipment Enclosure Integrity for Coastal Environments.
- [10] CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. – “**Otimização do Dimensionamento de Redes de Distribuição em Áreas Secundárias**” – Belo Horizonte, 1979 (documento interno).

7.3. SOFTWARES

- [11] SISPLAN-AT – **Sistemas de Planejamento de Alta Tensão**, Software Desenvolvido pelo ENERQ [29].
- [12] SISPLAN-MT – **Sistema de Planejamento de Média Tensão**, Software Desenvolvido pelo ENERQ [29].
- [13] SISPAI-MT – **Sistema para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição de Média**, Software Desenvolvido pelo ENERQ [29].
- [14] SISPAI-BT – **Sistema para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Baixa Tensão**, Software Desenvolvido pelo ENERQ [29].
- [15] GERA-BT – **Software de Geração de Redes Secundárias de Distribuição a Partir dos Dados da Rede Primária** – Desenvolvido por Davi José Ferreira Squaiella especialmente para este trabalho de mestrado com o apoio do ENERQ [29].

7.4. ARTIGOS TÉCNICOS

- [16] Metodologia Para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Baixa Tensão – C. C. B. de Oliveira, N. Kagan, H. Arango, M. R. B. de Rezende, A. U. Antunes, J. C. B. Silva, J. C. R. da Silva, M. A. Burgos, M. M. Machado, M. A. H. Torres, M. M. Filho - ENERQ/USP; A. L. C. David, R. P. de Oliveira - COPEL, R. C. M. Digiácomo, R. M. de Aguiar, J. S. Simões - CELESC, J. B. Anicio, J. M. Filho, J. B. Zavaris - ESCELSA, C. F. Pereira, L. G. T. Neves - CERJ, G. S. Figueiredo - COELBA, M. B. Delgado, M. M. Nascimento, M. A. S. C. Carvalho - CEMIG, C. V. S. Malagodi, D. J. F. Squaiella - BANDEIRANTE, J. C. O. Aires - LIGHT, C. A. R. de Avellar – ABRADEE - XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002.
- [17] Desenvolvimento de Metodologia Para Cálculo de Custos Marginais em Redes de Média e Baixa Tensão – C. C. B. de Oliveira, N. Kagan, H. Arango, M. R. B. de Rezende, A. U. Antunes, J. C. B. Silva, J. C. R. da Silva, M. A. Burgos, M. M. Machado, M. A. H. Torres, M. M. Filho - ENERQ/USP; A. L. C. David, R. P. de Oliveira - COPEL, R. C. M. Digiácomo, R. M. de Aguiar, J. S. Simões - CELESC, J. B. Anicio, J. M. Filho, J. B. Zavaris - ESCELSA, C. F. Pereira, L. G. T. Neves - CERJ, G. S. Figueiredo - COELBA, M. B. Delgado, M. M. Nascimento, M. A. S. C. Carvalho - CEMIG, C. V. S. Malagodi, D. J. F. Squaiella - BANDEIRANTE, J. C. O. Aires - LIGHT, C. A. R. de Avellar - ABRADEE - XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002.
- [18] Anderson, A. S. & Thieman, V. A. – “**Distribution Secondary Conductor Economics**” – AIEE Transactions, Part 3, New York, 78 : 1839-1843, 1960.
- [19] Lawrence, R. F.; Reys, D. N. & Patton, A. D. – “**Distribution Systems Planning Through Optimized Design : Part I – Distribution Transformers and Secondaries**” AIEE Transactions – Part 3, New York, 79 : 199-204, 1960.
- [20] Burandt, R. P. et alii – “**Present-Worth Approach for Optimizing Distribution Transformer and secondary Designs for Serve Growing Loads**” – AIEE Transactions, Part 3, New York, 80 : 345-355, 1961.

- [21] Webler, R. M. et alii – “**Secondary System Distribution Planning for Load Growth**” – IEEE Transactions on Power Apparatus & System, New York, 82 : 908-927, 1963.
- [22] Wakamatsu – “**Secondary Distribution System Planning for Non-Regular Lay Out**” – In : Power System Computer Conference, 1966.
- [23] Backlund, Y. & J. A. Bubenko – “**Computer-Aided Distribution System Planning**” – Electrical Power & Energy Systems, Vol. 1, Nº 1, páginas 35-45.

7.5. LIVROS

- [24] Estatística – Pedro Luiz de Oliveira Costa Neto – Editora Edgard Blücher Ltda. – Edição de 1977.
- [25] Grosses Handbuch der Mathematik – W. Gellert, Dr. H. Küstner, Dr. M. Hellwich, H. Kästner, Prof. Dr. H. Reichardt – Buch und Zeit Verlagsges M. B. H. Köln – Edição de 1969.
- [26] Desempenho de Sistemas de Distribuição – ELETROBRÁS, Comitê de Distribuição – Editora Campus – Rio de Janeiro, 1982 – Volume 1, Planejamento de Sistemas de Distribuição.
- [27] Desempenho de Sistemas de Distribuição – ELETROBRÁS, Comitê de Distribuição – Editora Campus – Rio de Janeiro, 1982 – Volume 3, Desempenho de Sistemas de Distribuição.

7.6. EMPRESAS E CENTROS DE PESQUISA

- [28] Empresa Bandeirante Energia S.A. – Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica no Estado de São Paulo, Controlada Pelo Grupo EDP. Endereço: Rua Bandeira Paulista, 530, Itaim Bibi. Telefone Para Contato: (0XX11) 3049-5000.

- [29] ENERQ – Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia da Universidade de São Paulo (ENERQ-USP) – Avenida Prof Luciano Gualberto, travessa 3, nº 158, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. Telefone Para Contato – (0XX11) 3091-5404, (0XX11) 3091-5317.

7.7. ENDEREÇOS ELETRÔNICOS NA INTERNET

- [30] www.bandeirante.com.br
[31] www.pea.usp.br/enerq
[32] www.edf.com
[33] www.edp.pt
[34] www.clfsc.com.br
[35] www.coelba.com.br
[36] www.cemig.com.br
[37] www.abradee.com.br

ANEXO I - DESCRIÇÃO DO SOFTWARE GERA-BT

O software GERA-BT foi desenvolvido em linguagem Visual Basic e o código fonte é apresentado abaixo. Para sua compilação não são necessárias bibliotecas adicionais além das já presentes no software.

```
Dim Transformador(200)           'Define 200 Potências Nominais Possíveis Para
Transformadores
Dim NTransformador(200)          'Define o Número de Transformadores por Potência
Nominal
Dim NTrafoClasse(200)            'Define o Número de Transformadores por Classe de
Possibilidades
Dim NTrafoCarregamento(200)     'Define o Número de Transformadores para Carregamento
por Classe
Dim QuantidadeTrafo(200, 10)     'Quantidade de Transformadores por Faixa do Histograma
Dim QuantidadePreFinal(200)      'Quantidade de Transformadores Antes do Carregamento
Dim QuantidadeFinal(200)         'Quantidade de Transformadores Dentro das
Possibilidades
Dim DiferencadeDemanda(20)       'Diferença de Demanda - OBTIDA DEPOIS DO PROCESSAMENTO
E AGREGADA NO FINAL
Dim CarregamentoTransformador(200, 10) 'Carregamento dos Transformadores por Faixa do
Histograma
Dim CarregamentoFinal(15000)    'Carregamento Final antes da impressao
Dim CarregamentoOficialTotal(100000) 'Carregamento Final antes da impressao _ Total Com
Correção
Dim DadoFinal(20, 100000)        'Variável Para os Dados Finais
Dim NumeroCarregamento(500)     'Define o Numero de Classes com Carregamento Final
Dim PotenciaNominal(500)         'Define Potência Nominal das n Possibilidades de
Configuração
Dim Tipo(500) As String          'Define Tipo (Monofásico ou Trifásico) das n
Possibilidades de Configuração
Dim Cabo(500) As String          'Define Cabo das n Possibilidades de Configuração
Dim Comprimento(500)            'Define Comprimento das n Possibilidades de
Configuração
Dim Localizacao(500) As String   'Define Localizacao das n Possibilidades de
Configuração
Dim Percentual(500)              'Define Percentual das n Possibilidades de
Configuração
Dim tabela_1 As Recordset        'Define tabela_1 = Tabela de Subestações
Dim tabela_2 As Recordset        'Define tabela_2 = Tabela de Alimentadores
Dim tabela_3 As Recordset        'Define tabela_3 = Possibilidades da Rede - Dados da
Rede
Dim tabela_4 As Recordset        'Define tabela_4 = Transformadores
Dim kNpSec As Single             'Coeficiente k de Número de Pontos Secundários
Dim kDSec As Single              'Coeficiente k de Número de Pontos Secundários
Dim FatorDsv(10)                'Define os Fatores do Desvio Padrão
Dim Histograma(10)              'Define o histograma de carregamento - Distribuição
dos Carregamentos

Private Sub Form_Load()

'*****
' CRIA A TELA INICIAL DO PROGRAMA, CENTRALIZA E CARREGA OS ITENS

    Me.Top = (Screen.Height - Me.Height) / 2
    Me.Left = (Screen.Width - Me.Width) / 2

'*****
' OPÇÕES DE DESVIO PADRÃO

    comboDsv.Clear
    comboDsv.AddItem "10%"
    comboDsv.AddItem "20%"
    comboDsv.AddItem "30%"
    comboDsv.AddItem "40%"
    comboDsv.AddItem "50%"
    comboDsv.AddItem "60%"
```

```

        comboDsv.AddItem "70%"
        comboDsv.Text = "10%"

End Sub

Private Sub Gera_Rede_Secundaria_Click()

'*****
'DIFERENÇA DE DEMANDA - É UTILIZADO PARA CORRIGIR A DEMANDA FINAL QUANDO O VALOR NÃO É IGUAL
AO ORIGINAL

        DiferencadeDemanda(1) = 1
        DiferencadeDemanda(2) = 1
        DiferencadeDemanda(3) = 1
        DiferencadeDemanda(4) = 1
        DiferencadeDemanda(5) = 1
        DiferencadeDemanda(6) = 1
        DiferencadeDemanda(7) = 1

'*****
'RODA TODOS OS DESVIOS E GERA OS ARQUIVOS

segundo = True

For todos = 1 To 7

        If todos = 1 Then comboDsv.Text = "10%"
        If todos = 2 Then comboDsv.Text = "20%"
        If todos = 3 Then comboDsv.Text = "30%"
        If todos = 4 Then comboDsv.Text = "40%"
        If todos = 5 Then comboDsv.Text = "50%"
        If todos = 6 Then comboDsv.Text = "60%"
        If todos = 7 Then comboDsv.Text = "70%"
        comboDsv.Refresh

'*****
'INICIO DO PROGRAMA

        On Error GoTo Erros
        primeiro = True
        quinto = True
        contador = 1
        Screen.MousePointer = 11
        NTrafoTotal = 0

'*****
'CONFIGURA O DIRETÓRIO DE TRABALHO

        diretorio = Dir1.Path
        ChDir Dir1.Path

'*****
'VERIFICA SE OS DADOS DE ENERGIA E O NÚMERO DE PONTOS FORAM INFORMADOS CORRETAMENTE

        If Not IsNumeric(txtDMT) Or Not IsNumeric(txtDBT) Or Not IsNumeric(txtNpMT) Or Not
IsNumeric(txtNpBT) Then
                Screen.MousePointer = 1
                MsgBox "Informe os parâmetros corretamente.", vbOKOnly + vbCritical
                Exit Sub
        End If

        If Trim(comboDsv.Text) = "" Then
                Screen.MousePointer = 1
                MsgBox "Selecione o valor de desvio padrão.", vbCritical + vbOKOnly
                Exit Sub
        End If

'*****
'COEFICIENTE DE NÚMERO DE PONTOS

        kNpSec = CSng(CLng(txtNpBT) / CLng(txtNpMT))

'*****
'COEFICIENTE DE DEMANDA

```

```

kdSec = CSng(CSng(txtDBT) / CSng(txtDMT))

'*****
'DESVIO PADRÃO ESCOLHIDO

    Select Case True
        Case comboDsv.Text = "10%"
            Desvio = 0.1
        Case comboDsv.Text = "20%"
            Desvio = 0.2
        Case comboDsv.Text = "30%"
            Desvio = 0.3
        Case comboDsv.Text = "40%"
            Desvio = 0.4
        Case comboDsv.Text = "50%"
            Desvio = 0.5
        Case comboDsv.Text = "60%"
            Desvio = 0.6
        Case comboDsv.Text = "70%"
            Desvio = 0.7
    End Select

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "10%"

    If Desvio = 0.1 Then
        FatorDsv(1) = 0.872
        FatorDsv(2) = 0.933
        FatorDsv(3) = 1
        FatorDsv(4) = 1.067
        FatorDsv(5) = 1.128
    End If

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "20%"

    If Desvio = 0.2 Then
        FatorDsv(1) = 0.744
        FatorDsv(2) = 0.865
        FatorDsv(3) = 1
        FatorDsv(4) = 1.135
        FatorDsv(5) = 1.256
    End If

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "30%"

    If Desvio = 0.3 Then
        FatorDsv(1) = 0.616
        FatorDsv(2) = 0.798
        FatorDsv(3) = 1
        FatorDsv(4) = 1.202
        FatorDsv(5) = 1.384
    End If

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "40%"

    If Desvio = 0.4 Then
        FatorDsv(1) = 0.487
        FatorDsv(2) = 0.73
        FatorDsv(3) = 1
        FatorDsv(4) = 1.27
        FatorDsv(5) = 1.513
    End If

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "50%"

    If Desvio = 0.5 Then
        FatorDsv(1) = 0.359
        FatorDsv(2) = 0.663
        FatorDsv(3) = 1

```



```

        FatorDsv(4) = 1.337
        FatorDsv(5) = 1.641
    End If

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "60%"

    If Desvio = 0.6 Then
        FatorDsv(1) = 0.231
        FatorDsv(2) = 0.595
        FatorDsv(3) = 1
        FatorDsv(4) = 1.405
        FatorDsv(5) = 1.769
    End If

'*****
'DESVIO PADRÃO DE "70%"

    If Desvio = 0.7 Then
        FatorDsv(1) = 0.103
        FatorDsv(2) = 0.528
        FatorDsv(3) = 1
        FatorDsv(4) = 1.472
        FatorDsv(5) = 1.897
    End If

'*****
'HISTOGRAMA DA DISTRIBUIÇÃO DOS CARREGAMENTOS

    Histograma(1) = 0.1
    Histograma(2) = 0.15
    Histograma(3) = 0.5
    Histograma(4) = 0.15
    Histograma(5) = 0.1

'*****
'LÊ ARQUIVO COM TRANSFORMADORES DO BANDO DE DADOS SISPAI.MDB

    i = 1
    Set db = DBEngine.Workspaces(0).OpenDatabase(diretorio & "\sispai.mdb")
    Set tabela_4 = db.OpenRecordset("Select pot_nominal, numero from transformadores",
dbOpenSnapshot)
    tabela_4.MoveFirst
    MaiorValorTransformador = 0

    Do Until tabela_4.EOF
        Transformador(i) = tabela_4.Fields("pot_nominal")
        NTransformador(i) = tabela_4.Fields("numero")

        If NTransformador(i) > MaiorValorTransformador Then
            MaiorValorTransformador = NTransformador(i)
            RefMaiorValorTransformador = i
        End If

        NTrafoTotal = NTrafoTotal + NTransformador(i)
        i = i + 1
        tabela_4.MoveNext
    Loop

    transformadores = i - 1

'*****
'LÊ ARQUIVO COM DADOS : POTÊNCIA NOMINAL DE TRANSFORMADORES, TIPO M OU T, CABO, COMPRIMENTO E
LOCALIDADE

    j = 1
    Set db = DBEngine.Workspaces(0).OpenDatabase(diretorio & "\sispai.mdb")
    Set tabela_3 = db.OpenRecordset("Select pot_nominal, tipo_m_t, cabos, comprim, local,
percent from dados_da_rede", dbOpenSnapshot)
    tabela_3.MoveFirst

    Do Until tabela_3.EOF
        PotenciaNominal(j) = tabela_3.Fields("pot_nominal")
        Tipo(j) = tabela_3.Fields("tipo_m_t")

```

```

        Cabo(j) = tabela_3.Fields("cabos")
        Comprimento(j) = tabela_3.Fields("comprim")
        Localizacao(j) = tabela_3.Fields("local")
        Percentual(j) = tabela_3.Fields("percent")
        tabela_3.MoveNext
        j = j + 1
    Loop

    possibilidades = j - 1

'*****
'DISTRIBUI OS TRANSFORMADORES DE ACORDO COM AS POSSIBILIDADES

    maiorpossibilidade = 0
    For l = 1 To possibilidades
        RefPotNominal = PotenciaNominal(l)

        For k = 1 To transformadores
            If Transformador(k) = RefPotNominal Then
                NumeroTrafo = NTransformador(k)
                Exit For
            End If
        Next k

        NTrafoClasse(l) = CInt(NumeroTrafo * (Percentual(l) / 100))

        If (NTrafoClasse(l) > maiorpossibilidade) Then
            maiorpossibilidade = NTrafoClasse(l)
            classemaiorpossibilidade = l
        End If

        NTotalTrafoPossibilidades = NTotalTrafoPossibilidades + NTrafoClasse(l)

    Next l

    If (NTotalTrafoPossibilidades <> NTrafoTotal) Then
        DiferencadeTransformadores = NTrafoTotal - NTotalTrafoPossibilidades
        NTrafoClasse(classemaiorpossibilidade) = NTrafoClasse(classemaiorpossibilidade) +
DiferencadeTransformadores
    End If

'*****
'AQUI COMEÇA O PROCESSO FINAL DE DISTRIBUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES

'*****
'CARREGAMENTO PARA CADA CLASSE DE TRANSFORMADORES

    crit = "Select codigo from subestacao order by codigo"
    Set db = DBEngine.Workspaces(0).OpenDatabase(diretorio & "\sispai.mdb")
    Set tabela_1 = db.OpenRecordset(crit, dbOpenSnapshot)
    tabela_1.MoveFirst
    CarregamentoTotal = 0

    Do Until tabela_1.EOF
        codigo = Trim(tabela_1.Fields!codigo)
        crit = "Select codigo, num_pontos, demanda_maxima, taxa_cresc_vertical from
alimentadores where codigo between '" & codigo & "-00' and '" & codigo & "-99'"
        Set tabela_2 = db.OpenRecordset(crit, dbOpenSnapshot)
        tabela_2.MoveFirst

        Do Until tabela_2.EOF
            Area = tabela_2.Fields("codigo")
            SomaPontos = 0

            For m = 1 To transformadores
                NTrafoCarregamento(m) = CInt(kNpSec * tabela_2.Fields("num_pontos") *
(NTransformador(m) / NTrafoTotal))
                SomaPontos = SomaPontos + NTrafoCarregamento(m)
            Next m

            *****
'IMPÕE QUE HAJA PELO MENOS UM PONTO DE CARGA

            If SomaPontos = 0 Then

```

```

        NTrafoCarregamento(RefMaiorValorTransformador) = 1
    End If

'*****
'FATOR DE CORREÇÃO PARA QUE O NÚMETO DE PONTOS SEJA IGUAL AO DO BANCO DE DADOS

    If (SomaPontos <> CInt(kNpSec * tabela_2.Fields("num_pontos"))) Then
        FatorCorrecao = CInt(kNpSec * tabela_2.Fields("num_pontos")) - SomaPontos
        NTrafoCarregamento(RefMaiorValorTransformador) =
NTrafoCarregamento(RefMaiorValorTransformador) + FatorCorrecao
    End If

'*****
'MONTAGEM DAS FAMÍLIAS

    If tabela_2.Fields("demanda_maxima") > 0 Then

'*****
'AJUSTA A DEMANDA MÁXIMA PARA A DEMANDA SECUNDÁRIA - ELIMINA A DEMANDA MT (CABINES PRIMÁRIAS
POR EXEMLO)

        DemandaSecundariaBT = tabela_2.Fields("demanda_maxima") * kDSec
        PotTotalInstalada = 0

        For n = 1 To transformadores
            PotTotalInstalada = PotTotalInstalada + (NTrafoCarregamento(n) *
Transformador(n))
        Next n

'*****
'CALCULA O FATOR DE DEMANDA DO CIRCUITO

        FatorUtilizacao = (DemandaSecundariaBT * 1000) / PotTotalInstalada

'*****
'DISTRIBUIÇÃO NORMAL DOS TRANSFORMADORES POR CLASSE (0.1,0.15,0.5,0.15,0.1)

        For o = 1 To transformadores
            For p = 1 To 5
                QuantidadeTrafo(o, p) = CInt(Histograma(p) * NTrafoCarregamento(o))
                CarregamentoTransformador(o, p) = FatorUtilizacao * Transformador(o) *
FatorDsv(p)
            Next p
        Next o

        TotalPorClasse = 0
        For q = 1 To transformadores
            For r = 1 To 5
                TotalPorClasse = TotalPorClasse + QuantidadeTrafo(q, r)
            Next r
            FatorCorrecao2 = NTrafoCarregamento(q) - TotalPorClasse

'*****
'CORRIGE O NRO DE TRAFOS NO MEIO DA DISTRIBUIÇÃO DOS TRAFOS

            If FatorCorrecao2 <> 0 Then
                QuantidadeTrafo(q, 3) = QuantidadeTrafo(q, 3) + FatorCorrecao2
            End If
            TotalPorClasse = 0
        Next q

'*****
'AQUI COMEÇA O FINAL DO PROCESSO PARA GERAR O ARQUIVO

        DemandaSecundariaBTAcumulada = DemandaSecundariaBTAcumulada + (1000 *
DemandaSecundariaBT)

        If (codigo = "BCU" Or codigo = "BIR" Or codigo = "BON" Or codigo = "CMB" Or
codigo = "CSO" Or codigo = "FER" Or codigo = "GOP" Or codigo = "GUE" Or codigo = "GUL" Or
codigo = "ITQ" Or codigo = "MAP" Or codigo = "MCI" Or codigo = "PME" Or codigo = "POA" Or
codigo = "SAL" Or codigo = "SKO" Or codigo = "SLU" Or codigo = "SUZ" Or codigo = "VGA" Or
codigo = "VHE") Then
            regional = "A"
        End If
    
```

```

        If (codigo = "APA" Or codigo = "BOI" Or codigo = "BRR" Or codigo = "CAC" Or
codigo = "CAR" Or codigo = "CPA" Or codigo = "CRU" Or codigo = "GUR" Or codigo = "INP" Or
codigo = "JAC" Or codigo = "JAM" Or codigo = "JCE" Or codigo = "JNO" Or codigo = "LOR" Or
codigo = "MAS" Or codigo = "PIC" Or codigo = "PID" Or codigo = "PIL" Or codigo = "SBR" Or
codigo = "SJC" Or codigo = "SSC" Or codigo = "TAU" Or codigo = "UNA") Then
            regional = "V"
        End If

        x = 1

        For t = 1 To transformadores
            MenorQuantidade = 100000
            MaiorQuantidade = 0
            Menorvalordev = 0
            ContaQuantidade = 0
            ReferenciadeQuantidade = Empty

            For v = 1 To possibilidades

                If PotenciaNominal(v) = Transformador(t) Then
                    QuantidadeFinal(x) = CInt(NTrafoCarregamento(t) * Percentual(v) /
100)

                    ContaQuantidade = ContaQuantidade + QuantidadeFinal(x)

                    If (QuantidadeFinal(x) < MenorQuantidade And QuantidadeFinal(x) >
0) Then

                        MenorQuantidade = QuantidadeFinal(x)
                        ReferenciadeQuantidade = x
                    End If

                    If (QuantidadeFinal(x) > QuantidadeFinal(MaiorQuantidade)) Then
                        MaiorQuantidade = x
                    End If
                    x = x + 1

                    If Menorvalordev = 0 Then
                        Menorvalordev = v
                    End If

                End If

            Next v

            Maiorvalordev = x - 1
            carrega = 1

            FatorCorrecao3 = NTrafoCarregamento(t) - ContaQuantidade

            If (ReferenciadeQuantidade = Empty) Then
                MaiorQuantidade = CInt((Maiorvalordev + Menorvalordev) / 2)
            End If

            If ((QuantidadeFinal(MaiorQuantidade) + FatorCorrecao3) >= 0) Then
                QuantidadeFinal(MaiorQuantidade) = QuantidadeFinal(MaiorQuantidade) +
FatorCorrecao3
            Else
                QuantidadeFinal(ReferenciadeQuantidade) = 0
            End If

            ContaQuantidade = 0

            For a = Menorvalordev To Maiorvalordev
                ContaQuantidade = ContaQuantidade + QuantidadeFinal(a)
            Next a

            For b = 1 To 5
                NumeroCarregamento(b) = QuantidadeTrafo(t, b)
            Next b

            e = 1
            f = 1

            For c = 1 To 5

```

```

        For d = 1 To NumeroCarregamento(c)
            CarregamentoFinal(e) = CarregamentoTransformador(t, f)
            e = e + 1
        Next d

        f = f + 1
    Next c

    carrega = 1

    For y = Menorvalordev To Maiorvalordev

        If QuantidadeFinal(y) > 0 Then

            For u = 1 To QuantidadeFinal(y)

                *****
                'AJUSTE PARA CARREGAMENTO MÍNIMO DE 20% E MÁXIMO DE 140%

                If ((CarregamentoFinal(carrega) * DiferencadeDemanda(todos) /
                PotenciaNominal(y)) > 1.4) Then
                    CarregamentoFinal(carrega) = 1.4 * PotenciaNominal(y)
                End If

                If ((CarregamentoFinal(carrega) * DiferencadeDemanda(todos) /
                PotenciaNominal(y)) < 0.2) Then
                    CarregamentoFinal(carrega) = 0.2 * PotenciaNominal(y)
                End If

                *****
                'GERA O ARQUIVO DE SAIDA

                DadoFinal(1, contador) = Format(PotenciaNominal(y), "#0.0")
                DadoFinal(2, contador) = Format(CarregamentoFinal(carrega),
                "##0.00")

                DadoFinal(3, contador) = Comprimento(y)
                DadoFinal(4, contador) = Cabo(y)
                DadoFinal(5, contador) = 0.5
                DadoFinal(6, contador) = 0.95
                DadoFinal(7, contador) =

                tabela_2.Fields("taxa_cresc_vertical")
                DadoFinal(8, contador) = codigo
                DadoFinal(9, contador) = "D" & contador
                DadoFinal(10, contador) = regional
                DadoFinal(11, contador) = 220
                DadoFinal(12, contador) = Tipo(y)
                DadoFinal(13, contador) = Localizacao(y)

                CarregamentoTotal = CarregamentoTotal +
                CarregamentoFinal(carrega)

                contador = contador + 1

                If (contador = CSng(CLng(txtNpBT.Text) + 1)) Then
                    GoTo SaidaPelaDireita
                End If

                carrega = carrega + 1
            Next u
        End If
    Next y
Next t
End If

*****
'IMPRIME O ARQUIVO COM A POTENCIA TOTAL INSTALADA POR CIRCUITO
If todos = 1 Then
    Arquivo_5 = FreeFile
    If quinto = True Then
        Open diretorio & "\"PotenciaTotalInstalada" & ".prn" For Output As
        #Arquivo_5
    Else
        Open diretorio & "\"PotenciaTotalInstalada" & ".prn" For Append As
        #Arquivo_5
    End If
End If

```

```

        End If
        Print #Arquivo_5, tabela_2.Fields("codigo"), PotTotalInstalada,
CarregamentoTotal
        Close #Arquivo_5
        quinto = False
    End If

'*****
'LOOP DE CIRCUITO

        tabela_2.MoveNext
    Loop

'*****
'LOOP DE SUBESTAÇÃO

        tabela_1.MoveNext
    Loop

'*****
'COMPLETA A DIFERENÇA SE FALTOU ALGUM TRAFÓ

    If contador < NTrafoTotal Then

        Diferenca = NTrafoTotal - contador + 1

        For b = 1 To 5
            QuantidadeTrafo(RefMaiorValorTransformador, b) = CInt(Histograma(b) * Diferenca)
            CarregamentoTransformador(RefMaiorValorTransformador, b) = Transformador(b) *
FatorDsv(b)
            NumeroCarregamento(b) = QuantidadeTrafo(RefMaiorValorTransformador, b)
        Next b

        e = 1
        f = 1
        y = 1
        a = 0

        crit = "Select codigo, taxa_cresc_vertical from alimentadores"
        Set tabela_2 = db.OpenRecordset(crit, dbOpenSnapshot)
        tabela_2.MoveFirst
        Do Until tabela_2.EOF
            TaxaCrescimentoTotal = TaxaCrescimentoTotal +
tabela_2.Fields("taxa_cresc_vertical")
            a = a + 1
            tabela_2.MoveNext
        Loop

        TaxaCrescimentoMedia = TaxaCrescimentoTotal / a

        For c = 1 To 5

            For d = 1 To NumeroCarregamento(c)
                CarregamentoFinal(e) = CarregamentoTransformador(RefMaiorValorTransformador,
f)

'*****
'AJUSTE PARA CARREGAMENTO MÍNIMO DE 20% E MÁXIMO DE 140%

                If ((CarregamentoFinal(e) * DiferencadeDemanda(todos) / PotenciaNominal(c)) >
1.4) Then
                    CarregamentoFinal(e) = 1.4 * PotenciaNominal(c)
                End If

                If ((CarregamentoFinal(e) * DiferencadeDemanda(todos) / PotenciaNominal(c)) <
0.2) Then
                    CarregamentoFinal(e) = 0.2 * PotenciaNominal(c)
                End If

'*****
'GERA O ARQUIVO DE SAIDA

                DadoFinal(1, contador) = Format(PotenciaNominal(c), "#0.0")
                DadoFinal(2, contador) = Format(CarregamentoFinal(e), "##0.00")
            
```

```

        DadoFinal(3, contador) = Comprimento(y)
        DadoFinal(4, contador) = Cabo(y)
        DadoFinal(5, contador) = 0.5
        DadoFinal(6, contador) = 0.95
        DadoFinal(7, contador) = TaxaCrescimentoMedia
        DadoFinal(8, contador) = codigo
        DadoFinal(9, contador) = "D" & contador
        DadoFinal(10, contador) = regional
        DadoFinal(11, contador) = 220
        DadoFinal(12, contador) = Tipo(y)
        DadoFinal(13, contador) = Localizacao(y)

        CarregamentoTotal = CarregamentoTotal + CarregamentoFinal(e)
        contador = contador + 1

        If (contador = CSng(CLng(txtNpBT.Text) + 1)) Then
            GoTo SaidaPelaDireita
        End If

        e = e + 1
        y = y + 1

        If y > possibilidades Then y = 1

    Next d
    f = f + 1
Next c
End If

SaidaPelaDireita:

'*****
'ARQUIVO ONDE SERÃO GRAVADOS OS CARREGAMENTOS

        Arquivo_2 = FreeFile
        If segundo = True Then
            Open diretorio & "\Carregamentos.txt" For Output As #Arquivo_2
        Else
            Open diretorio & "\Carregamentos.txt" For Append As #Arquivo_2
        End If
        Print #Arquivo_2, "Carregamento do Gera_BT_" & comboDsv.Text & " = " & CarregamentoTotal &
        " / Diferença de : " & ((CSng(txtDBT.Text) * 1000) - CarregamentoTotal) & " / Multiplicar Por
        : " & ((CSng(txtDBT.Text) * 1000) / CarregamentoTotal) & " a cada carregamento."
        segundo = False

        CarregamentoTotalOficial = 0
        Arquivo_1 = FreeFile
        If primeiro = True Then
            Open diretorio & "\Gera_BT_" & comboDsv.Text & ".prn" For Output As #Arquivo_1
        Else
            Open diretorio & "\Gera_BT_" & comboDsv.Text & ".prn" For Append As #Arquivo_1
        End If
        For i = 1 To contador - 1
            DadoFinal(2, i) = DadoFinal(2, i) * (((CSng(txtDBT) * 1000) / CarregamentoTotal))
            CarregamentoTotalOficial = CarregamentoTotalOficial + DadoFinal(2, i)
            Print #Arquivo_1, DadoFinal(1, i) & " " & DadoFinal(2, i) & " " & DadoFinal(3,
            i) & " " & DadoFinal(4, i) & " " & DadoFinal(5, i) & " " & DadoFinal(6, i) & " " &
            DadoFinal(7, i) & " " & DadoFinal(8, i) & " " & DadoFinal(9, i) & " " & DadoFinal(10,
            i) & " " & DadoFinal(11, i) & " " & DadoFinal(12, i) & " " & DadoFinal(13, i)
        Next i
        Close #Arquivo_1

        Print #Arquivo_2, "Carregamento do Gera_BT_" & comboDsv.Text & " = " &
        CarregamentoTotalOficial & " / Diferença de : " & ((CSng(txtDBT.Text) * 1000) -
        CarregamentoTotalOficial) & " / Multiplicar Por : " & ((CSng(txtDBT.Text) * 1000) /
        CarregamentoTotalOficial) & " a cada carregamento."

        Close #Arquivo_2

'*****
'FECHA OS ARQUIVOS, TABELAS E BANCO DE DADOS

tabela_1.Close

```

```
tabela_2.Close
tabela_3.Close
tabela_4.Close
Close
db.Close
Screen.MousePointer = 1

'*****
'PROXIMA CATEGORIA DE DESVIO PADRÃO (10%, 20%, 30%, .... , 70%)

Next todos

MsgBox "Processamento Encerrado.", vbOKOnly + vbExclamation

Exit Sub

Erros:

    MsgBox "Ocorreu o Seguinte Erro : " & Err.Description
    Resume

End Sub
```