TESE
579

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Escola Federal de Engenharia de Itajubá
Biblioteca
MAUÁ
Itajubá

METODOLOGIAS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTADO-DA-ARTE e SITUAÇÃO BRASILEIRA

MARGARIDA HIROKO HOMI

ORIENTADOR: PROF. JÚLIO CÉSAR TIBÚRCIO
CO-ORIENTADOR: PROF. HECTOR ARANGO

ITAJUBÁ - MG
1988

Class. 621.315(81)(043.2)
Cutt. H763m
Acc. 579

A meus pais e irmãs

AGRADECIMENTOS

A autora agradece a uma série de pessoas e entidades que tornaram possível a concretização da presente dissertação:

- Ao Prof. Dr. Júlio César Tibúrcio, pela orientação segura.

- Ao co-orientador Prof. Hector Arango, por suas valiosas contribuições e sugestões.

- Ao Prof. Dr. Renato de Aquino Faria Nunes, por seu precioso auxílio.

- À ELETROBRÁS, especificamente ao Departamento de Gestão Empresarial e ao Departamento de Planejamento e Engenharia da Distribuição (DEDI), por financiarem a realização de uma série de estágios por 12 concessionárias de energia elétrica brasileiras, que forneceu subsídios para a execução de grande parte deste trabalho, bem como pelo apoio durante o seu desenvolvimento.

- Às empresas CEAL, CELPA, CELPE, CEMAT, CEMIG, CESP, COELBA, COPEL, CPFL, ELETRONORTE (Manaus), ELETROPAULO e LIGHT, que permitiram a realização dos estágios, bem como a todas as pessoas contactadas em cada uma delas, por toda sua disposição e atenção dispensadas.

- Ao Engº Carlos César Xavier dos Santos, por sua amizade e dedicação, troca de idéias e discussões, que enriqueceram efetivamente este trabalho.

- À Escola Federal de Engenharia de Itajubá, que forneceu todo o suporte necessário. Agradecemos também a todos os funcionários com quem tivemos contato, por sua simpatia e amizade.

- À Srtª Ana Julia Silva Leite, por seu paciente e cuidadoso trabalho de datilografia.

RESUMO

O planejamento de sistemas de distribuição tem sido historicamente relegado a segundo plano, quando comparado ao planejamento da geração e transmissão.

Os sistemas de distribuição, entretanto, possuem um montante significativo de investimentos e um percentual relativamente elevado de perdas elétricas, além do fato de estarem diretamente relacionados à continuidade e qualidade de serviço dos consumidores.

Em face destas características, bem como da existência de restrições financeiras e do custo crescente da energia, torna-se necessário utilizar modelos, ferramentas e diretrizes de planejamento para a distribuição mais adequados e que tenham por meta final, a minimização dos custos globais incorridos.

A presente dissertação tem por objetivo apresentar um levantamento tipo estado-da-arte acerca de modelos e metodologias de planejamento da distribuição utilizados ou propostos para utilização, no Brasil e no exterior.

Para tanto, foram selecionados para análise diversos trabalhos envolvendo o maior número possível de aspectos relacionados ao tema.

O resultado é um estudo comparativo e crítico dos modelos e metodologias propostos.

ABSTRACT

The subject of power distribution system planning has been historically considered as somewhat less important, when compared to generation and transmission planning.

In spite of this fact, power distribution systems account for a significative amount of the total investments made in the power industry.

It is also true that distribution systems are directly related to the quality and reliability of the power supply to the consumers, besides being responsible for a relatively high percentage of the electric systems losses.

In view of these characteristics and bearing in mind the existence of budget restrictions and the ever increasing cost of energy, it is not difficult to conclude how important it becomes to utilize models, tools and concepts in planning distribution systems that lead to more efficient results, having as ultimate goal the minimization of the total costs incurred.

This dissertation aims at presenting a state-of-the-art research in models and methods for distribution system planning used or proposed for use, both in Brazil and abroad.

A significative sample of papers and contributions was selected and analysed in terms of the greatest possible number of aspects related to the subject.

The result is a comparative and critical study of such models and methods.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO 01
1.1 - CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES 01
1.2 - OBJETIVOS E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO 05

CAPÍTULO II - ASPECTOS GERAIS DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 10
2.1 - INTRODUÇÃO 10
2.2 - PROCESSO DE PLANEJAMENTO 13
2.3 - PREVISÃO DE CARGA 15
2.4 - EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES 17
2.5 - SELEÇÃO DE LOCAIS PARA A CONSTRUÇÃO DE NOVAS SUBESTAÇÕES 17
2.6 - PROJETO DE ALIMENTADORES PRIMÁRIOS 19
2.7 - ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA 20
2.7.1 - Método do Valor Atual Líquido (VAL) 20
2.7.2 - Método do Benefício Líquido Anual Uniforme ... 21
2.7.3 - Método do Custo Anual Uniforme 21
2.7.4 - Método do Tempo de Recuperação do Investimento (" pay-back") 22
2.7.5 - Método da Taxa Interna de Retorno (TIR) 22
2.8 - CONCLUSÃO 24

CAPÍTULO III - METODOLOGIAS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: ESTADO-DA-ARTE 25
3.1 - INTRODUÇÃO 25
3.2 - DEFINIÇÕES IMPORTANTES 26
3.3 - MODELOS GEOMÉTRICOS SIMPLIFICADOS 28
3.3.1 - Modelo de Denton e Reps[16,17] 28
3.3.2 - Modelo de Juricic[18] 32
3.4 - TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO APLICADAS AO PLANEJAMENTO 33
3.4.1 - Subsistema Subestação 34
3.4.1.1 - Formulação dinâmica x estática 34
3.4.1.2 - Modelagem do sistema 35
3.4.1.3 - Função a minimizar 36
3.4.1.4 - Restrições consideradas 39
3.4.1.5 - Técnicas de resolução empregadas ... 39

3.4.1.6 - Locação de subestações 40
3.4.1.7 - Dimensionamento de subestações 40
3.4.1.8 - Transferências de carga e áreas de influência de subestações 41
3.4.2 - Subsistema Subestação e Alimentador 42
3.4.2.1 - Formulação dinâmica x estática 42
3.4.2.2 - Modelagem do sistema 43
3.4.2.3 - Função a minimizar 45
3.4.2.4 - Restrições consideradas 48
3.4.2.5 - Técnicas de resolução empregadas ... 51
3.4.2.6 - Locação de subestações 53
3.4.2.7 - Dimensionamento de subestações 55
3.4.2.8 - Caminhamento de alimentadores 56
3.4.2.9 - Dimensionamento de alimentadores ... 57
3.4.3 - Subsistema Alimentador 58
3.4.3.1 - Modelagem dos alimentadores 59
3.4.3.2 - Função a minimizar 60
3.4.3.3 - Restrições de projeto 61
3.4.3.4 - Procedimentos de resolução empregados 61
3.4.3.5 - Estudos comparativos 64
3.4.4 - Considerações Gerais Sobre Técnicas de Otimização Aplicadas ao Planejamento 64
3.5 - CONSIDERAÇÕES SOBRE CONFIABILIDADE E ANÁLISE ECONÔMICA 72
3.5.1 - Lemoine[51] 74
3.5.2 - Munasinghe[7,8,9] 77
3.5.3 - Miranda[52] 82
3.5.4 - Menon e Rao[50] 84
3.6 - CONCLUSÕES 86

CAPÍTULO IV - PRÁTICAS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL 90
4.1 - INTRODUÇÃO 90
4.2 - PREVISÃO DE CARGA 92
4.2.1 - Projeção Global 93
4.2.1.1 - Método direto 93
4.2.1.2 - Método indireto 93

4.2.2 - Projeção a Nível de Quadrículas 96
4.2.2.1 - Método 1 97
4.2.2.2 - Método 2 98
4.2.2.3 - Método 3 98
4.2.2.4 - Elaboração de mapas de carga 99
4.3 - CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO 100
4.3.1 - Índices de Confiabilidade[100] 101
4.3.2 - Níveis de Carregamento 102
4.3.3 - Níveis de Tensão 103
4.3.4 - Níveis de Perdas 105
4.4 - METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO TRADICIONAL 105
4.4.1 - Elaboração de Planos de Subestações e Alimentadores Primários 106
4.4.1.1 - Localização e determinação da área de influência de subestações de distribuição 107
4.4.1.2 - Caminhamento e dimensionamento de alimentadores primários 108
4.4.2 - Análise Técnico-Econômica 109
4.5 - NOTA TÉCNICA 02[98,99,88] 110
4.5.1 - Troncos de Alimentadores 111
4.5.2 - Ramais Primários, Transformadores de Distribuição e Rede Secundária 115
4.6 - MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO 117
4.6.1 - Sistema PROPLAD[81-84] 119
4.6.1.1 - Determinação de configurações-alvo. 120
4.6.1.2 - Determinação das configurações intermediárias 122
4.6.1.3 - Seleção das alternativas de atendimento e elaboração do Plano de Obras.. 122
4.6.1.4 - Acompanhamento do crescimento de carga e procedimentos a tomar 124
4.6.2 - Otimização de Subestações e Alimentadores[97] 127
4.6.2.1 - Modelagem do sistema 127
4.6.2.2 - Formulação matemática e técnica de resolução 129
4.6.2.3 - Estudos de ampliação e locação de subestações 131
4.6.2.4 - Revisão do planejamento 133

4.7 - CONCLUSÕES 133

CAPÍTULO V - CONCLUSÕES FINAIS 139

APÊNDICE I - REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS ANUAIS DOS CONDUTORES NOS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO 146

APÊNDICE II - CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE PROBLEMAS DE TRANSFERÊNCIAS ("TRANSHIPMENT PROBLEMS")(108-111). 150

APÊNDICE III - CONSIDERAÇÕES SOBRE A APLICAÇÃO DO MÉTODO "BRANCH AND BOUND" A PROBLEMAS DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA E INTEIRA-MISTA 153

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 159

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

A energia elétrica, ao longo dos anos, vem constituindo-se em um bem cada vez mais indispensável aos diversos setores da sociedade.

Para fazer face ao consumo cada vez maior desta energia, as empresas concessionárias necessitam realizar grandes investimentos na operação, manutenção e expansão de seus sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Para que os recursos financeiros, cada vez mais escassos, sejam utilizados da maneira mais eficiente possível e para que o atendimento da crescente demanda seja feito dentro de níveis adequados de continuidade e qualidade de serviço, deve-se utilizar metodologias, ferramentas e diretrizes de planejamento técnico-econômico adequadas.

Durante muito tempo no setor elétrico, a maior parte dos esforços foi concentrada no sentido de produzir e/ou aperfeiçoar técnicas aplicáveis ao planejamento da geração e da transmissão dos sistemas. Enquanto isso, a área de distribuição ficou relegada a um segundo plano.

Só mais recentemente começou a existir nos órgãos de planejamento das concessionárias, uma maior conscientização da real importância dos sistemas de distribuição no contexto dos serviços de suprimento de energia elétrica.

Conforme pode ser visto na Tabelas 1.1 e 1.2, para os Estados Unidos e para o Brasil, respectivamente, os investimentos a nível de distribuição de energia elétrica representam uma parcela considerável do total dos investimentos utilizados na expansão do sistema.

TABELA 1.1 - Investimentos anuais norte-americanos na expansão do sistema elétrico (em milhões de dólares)

	GERAÇÃO	TRANS.	DISTRIBUIÇÃO		MISTO	TOTAL
			US$	%		
1980	25.688	3.280	5.307	14,8	1.650	35.925
1981	25.823	3.168	4.950	13,8	1.882	35.823
1982	29.836	3.497	5.228	13,0	1.654	40.215
1983	29.922	3.200	5.381	13,4	1.601	40.104
1984	27.608	3.101	6.088	15,8	1.782	38.579
1985	23.398	2.409	6.314	18,5	2.044	34.165
1986	18.676	2.160	7.299	24,2	2.065	30.200
1987	13.790	2.475	7.886	29,9	2.210	26.361

Valores extraídos da publicação "Electrical World", abril 1988, p. 54[2]

TABELA 1.2 - Investimentos anuais brasileiros na expansão do sistema elétrico (em milhões de dólares)**

	GERAÇÃO	TRANS.	DISTRIBUIÇÃO		MISTO	TOTAL
			US$	%		
1980	2.606	1.054	425	10,1	133	4.218
1981	2.733	964	464	10,7	162	4.323
1982	2.984	929	513	11,3	115	4.541
1983	2.468	891	439	11,2	110	3.908
1984	2.277	705	567	15,4	137	3.686
1985*	1.630	945	563	17,0	169	3.307
1986*	1.756	1.229	629	16,6	180	3.794

Valores extraídos do "Boletim de Planejamento", ELETROBRÁS, dez. 1985, p.151, 165-174[3]

*Valores estimados

**Valor médio do dólar - junho 1985

No Brasil, segundo o Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Plano 2010) da ELETROBRÁS[4], os investimentos médios anuais nos sistemas de distribuição aumentarão de 14,1% do total, no quinquênio 1987/1991, para 17,3%, no quinquênio 1992/1996, como pode ser visto na Tabela 1.3.

TABELA 1.3 - Programa de investimentos para o setor elétrico brasileiro 1987/1996 (em milhões de dólares)*

	1987/1991		1992/1996	
	US$	%	US$	%
GERAÇÃO	3.400	53,1	3.600	48,0
TRANSMISSÃO	1.700	26,6	2.100	28,0
DISTRIBUIÇÃO	900	14,1	1.300	17,3
INST. GERAIS	400	6,2	500	6,7
TOTAL	6.400	100,0	7.500	100,0

Extraída do "Relatório Geral - Plano 2010", MME/ELETROBRÁS, dez. 1987, p.200[4]

*Valor médio do dólar - 1986

Uma característica dos sistemas de distribuição é a sua elevada porcentagem de perdas, conforme pode ser visto na Tabela 1.4. As perdas nestes sistemas, distribuídas por seus vários componentes, representam aproximadamente metade das perdas totais do sistema elétrico.[5,7]

Em muitos países em desenvolvimento, o total das perdas nos sistemas de transmissão e distribuição aproxima-se de 20%, já deduzidas quantidades substanciais de furto de energia.[102]

Tendo em vista o montante significativo dos investimentos nos sistemas de distribuição, seu elevado índice de perdas, o custo crescente da energia, dos equipamentos, dos materiais e do trabalho, as restrições financeiras existentes e o fato de que falhas nestes sistemas afetam muito mais diretamente os consumido

res do que as falhas nos sistemas de geração e transmissão, é que as empresas concessionárias de energia elétrica vêm conscientizando-se da grande importância de uma atividade de planejamento sistematizada e bem fundamentada para os sistemas de distribuição, que tenha como meta final, a minimização dos custos globais incorridos.

TABELA 1.4 - Perdas elétricas nas diversas partes do sistema elétrico (% da geração)

	% DE PERDAS
Subestação elevadora	0,25 - 0,50
Linhas de transmissão e subestação de EHV	0,50 - 1,00
Linhas de transmissão e subestação de HV	1,25 - 2,50
Subtransmissão	2,00 - 4,00
Subestação de distribuição	0,25 - 0,50
Alimentador primário de distrib.	3,00 - 5,00
Transform. de distribuição	1,00 - 2,00

Valores extraídos da publicação "Transmission & Distribution", dez. 1981, p.26 (5)

Concomitantemente à minimização dos custos totais para as empresas, os estudos de planejamento devem ser realizados de tal modo a atender o crescimento de demanda dentro de níveis adequados de continuidade e qualidade de serviço. Como estes dois objetivos são antagônicos, o que se deve buscar é um ponto ótimo, que seja satisfatório tanto para a concessionária de energia elétrica quanto para os consumidores.

Atualmente, grande parte dos processos de planejamento da distribuição existentes nas empresas ainda baseiam-se em técnicas "ad hoc" e no julgamento do planejador. Em tais estudos, programas computacionais tais como de cálculo de fluxo de carga, cálculo de curto-circuito, cálculo de quedas de tensão e cálculo

da impedância total, bem como programas de previsão de carga, de ajustes de reguladores de tensão, de planejamento de capacitores, de confiabilidade e de localização e dimensionamento ótimos de subestações, são ferramentas nas mãos do planejador, que as utiliza na medida das necessidades, mas de uma forma não de todo sistematizada.

Ou seja, a utilização de um sistema unificado, constituído de uma série de programas computacionais, cada um deles com entradas e saídas de dados compatíveis, não é generalizada.(1)

O planejamento de sistemas de distribuição é um processo complexo, devido ao grande número de variáveis envolvidas e de requisitos e limitações decorrentes de sua configuração. No sentido de procurar superar tais dificuldades, têm sido desenvolvidos, ao longo dos últimos anos, diversos modelos matemáticos representativos do sistema e do problema. Esses modelos, em geral, empregam técnicas de otimização para minimizar os custos totais e podem ser utilizados pelos planejadores para investigar e determinar alternativas ótimas de expansão, tais como, por exemplo:

- locação e dimensionamento ótimos de subestações de distribuição;
- transferências de carga ótimas;
- caminhamento e dimensionamento ótimos de alimentadores primários.

A utilização de técnicas de otimização no planejamento diminue consideravelmente a influência do julgamento subjetivo do planejador, permitindo que diversas alternativas de expansão sejam avaliadas e comparadas dentro de critérios mais objetivos.

1.2 - OBJETIVOS E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação tem como objetivo principal apresentar um levantamento tipo estado-da-arte sobre modelos e metodologias de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizados ou propostos para utilização no Brasil e no exterior. O trabalho procura fazer um estudo comparativo dos mesmos

sem, contudo, apontar uma metodologia específica como a melhor. Pretende-se, acima de tudo, abrir caminhos para que as dificuldades associadas a esse planejamento possam ser melhor avaliadas e para que novos trabalhos, com o objetivo de superá-las, possam ser desenvolvidos, tendo como base o levantamento e as sugestões aqui apresentadas.

Além disso, pretende-se dar uma contribuição à escassa bibliografia disponível no Brasil na área de planejamento da distribuição.

Mesmo dentro das próprias empresas de energia elétrica brasileiras, verifica-se, em algumas delas, uma insuficiência de documentação técnica no que se refere às metodologias e diretrizes adotadas.

Por outro lado, em nosso país, existem trabalhos realizados dentro das empresas, que na maioria das vezes ficam restritos às mesmas e a grupos específicos de estudo, sendo inacessíveis a pessoas interessadas no assunto que não tenham contato direto com tais grupos. Falta um intercâmbio maior entre as empresas de energia elétrica e as universidades e mesmo entre as próprias universidades ou entre as próprias empresas.

A maior parte do levantamento aqui apresentado relativo ao Brasil foi baseada em visitas técnicas realizadas em diversas empresas no decorrer do ano de 1986. Assim, trabalhos mais recentes que não tenham sido amplamente divulgados podem não estar aqui considerados.

No que se refere ao exterior, verifica-se que existe uma quantidade considerável de trabalhos voltados ao planejamento da distribuição, mas normalmente em forma de artigos publicados em revistas especializadas, os quais não apresentam o grau desejado de detalhamento.

Tudo isso dificulta bastante a realização de um levantamento tal como aquele que se pretende apresentar nesta dissertação.

Tendo em vista a abrangência do assunto[6,21] e as li

mitações de tempo e espaço para tratar de todos os aspectos com ele relacionados, são abordados apenas aqueles aspectos considerados mais relevantes e que vêm merecendo a atenção de pesquisadores e empresas de energia elétrica.

A dissertação encontra-se subdividida em cinco capítulos:

No Capítulo II são apresentados os conceitos básicos associados ao planejamento de sistemas de distribuição, destacando-se os aspectos teóricos e práticos mais importantes que devem ser contemplados no processo. São diferenciados, também, os tipos de abordagem determinística e probabilística.

O Capítulo III apresenta um levantamento das principais metodologias utilizadas em outros países. Para tanto, o Capítulo em questão foi estruturado de forma a abordar basicamente três partes. Na primeira parte são apresentados alguns modelos simplificados que aproximam a área de influência das subestações por figuras geométricas, geralmente, assumindo densidade de carga uniforme dentro das mesmas. Estes modelos podem ser utilizados para estudos preliminares ou simplesmente para o cálculo aproximado de indicadores de desempenho do sistema.

Como a aplicação de técnicas de otimização ao planejamento da distribuição tem se destacado nos últimos anos, a segunda parte do Capítulo III procura examinar alguns dos trabalhos existentes sob este enfoque. Para isso, diversos métodos foram selecionados e classificados conforme o nível de detalhamento das partes constituintes do sistema.

Nesta parte, diferentemente das demais, como o objetivo era a execução de um estudo comparativo de diversos métodos, optou-se por dividir o assunto nos tópicos de maior interesse e analisar cada um dos modelos segundo cada um destes tópicos. Desta forma, acredita-se produzir melhores efeitos em termos comparativos e críticos, muito embora perca-se um pouco a visão de conjunto de cada método.

A terceira parte do Capítulo III enfoca alguns métodos

que levam em consideração a confiabilidade de suprimento, representada em termos dos custos das interrupções e das indisponibilidades das obras. Como estes assuntos geram muita polêmica, os estudos de planejamento com tal enfoque não são ainda de uso generalizado, havendo um número reduzido de publicações. Como são em menor número, cada um dos métodos selecionados é apresentado separadamente.

No Capítulo IV são apresentadas as principais metodologias de planejamento da distribuição utilizadas por empresas de energia elétrica brasileiras. Este Capítulo também encontra-se subdividido em três partes. Na primeira, é apresentada a metodologia de planejamento tradicionalmente utilizada pela maioria das empresas, ressalvando-se algumas variações, as quais serão oportunamente mencionadas.

Na segunda parte é apresentada uma metodologia simplificada, utilizada normalmente para a quantificação de materiais, equipamentos e investimentos que devem constar dos planos plurianuais das empresas.

Na terceira parte são abordados trabalhos que empregam técnicas de otimização no planejamento. O número destas contribuições ainda é muito pequeno.

Finalmente, no Capítulo V, são apresentadas as conclusões mais importantes, com destaque para as maiores dificuldades encontradas nas empresas brasileiras. São sugeridos, então, alguns temas para trabalhos futuros, que tenham como meta a superação de tais dificuldades.

Três apêndices foram incluídos, com o objetivo de melhor esclarecer o Capítulo III. No Apêndice I, são apresentadas as diversas maneiras com que os custos anuais dos condutores por unidade de comprimento podem ser representados nos modelos de otimização.

No Apêndice II, são apresentados aspectos gerais acerca dos problemas de transferências ("transhipment problems"). E no Apêndice III, tece-se considerações sobre a aplicação do método

"branch and bound" de enumeração a problemas de programação inteira e inteira-mista.

CAPÍTULO II

ASPECTOS GERAIS DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 - INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição é constituído de seis partes principais[8]:

- circuitos de subtransmissão;
- subestações de distribuição;
- alimentadores primários;
- transformadores de distribuição;
- circuitos secundários;
- ramais de serviço dos consumidores.

Uma representação esquemática do sistema está mostrada na Figura 2.1.

Os *circuitos de subtransmissão* são aqueles existentes entre as linhas de transmissão e as subestações de distribuição. Entretanto, podem ocorrer situações onde as subestações de distribuição são alimentadas diretamente pelas linhas de transmissão.

Uma *subestação de distribuição*, por sua vez, é um conjunto de equipamentos que recebe a energia de um sistema de alta tensão e faz a conversão para um nível de tensão menor, que seja apropriado para a distribuição local.

Partindo dos barramentos das subestações, os *alimentadores primários* suprem os consumidores de média tensão e os transformadores de distribuição. Os consumidores de baixa tensão, finalmente, são conectados aos circuitos secundários dos transformadores de distribuição, através de ramais de serviço.

Uma outra abordagem considera o sistema de distribuição como aquele situado desde as subestações de distribuição até os ramais de serviço dos consumidores de baixa tensão, ou seja,

excluindo-se os circuitos de subtransmissão. Este será o enfoque adotado em todo o desenvolvimento desta dissertação.

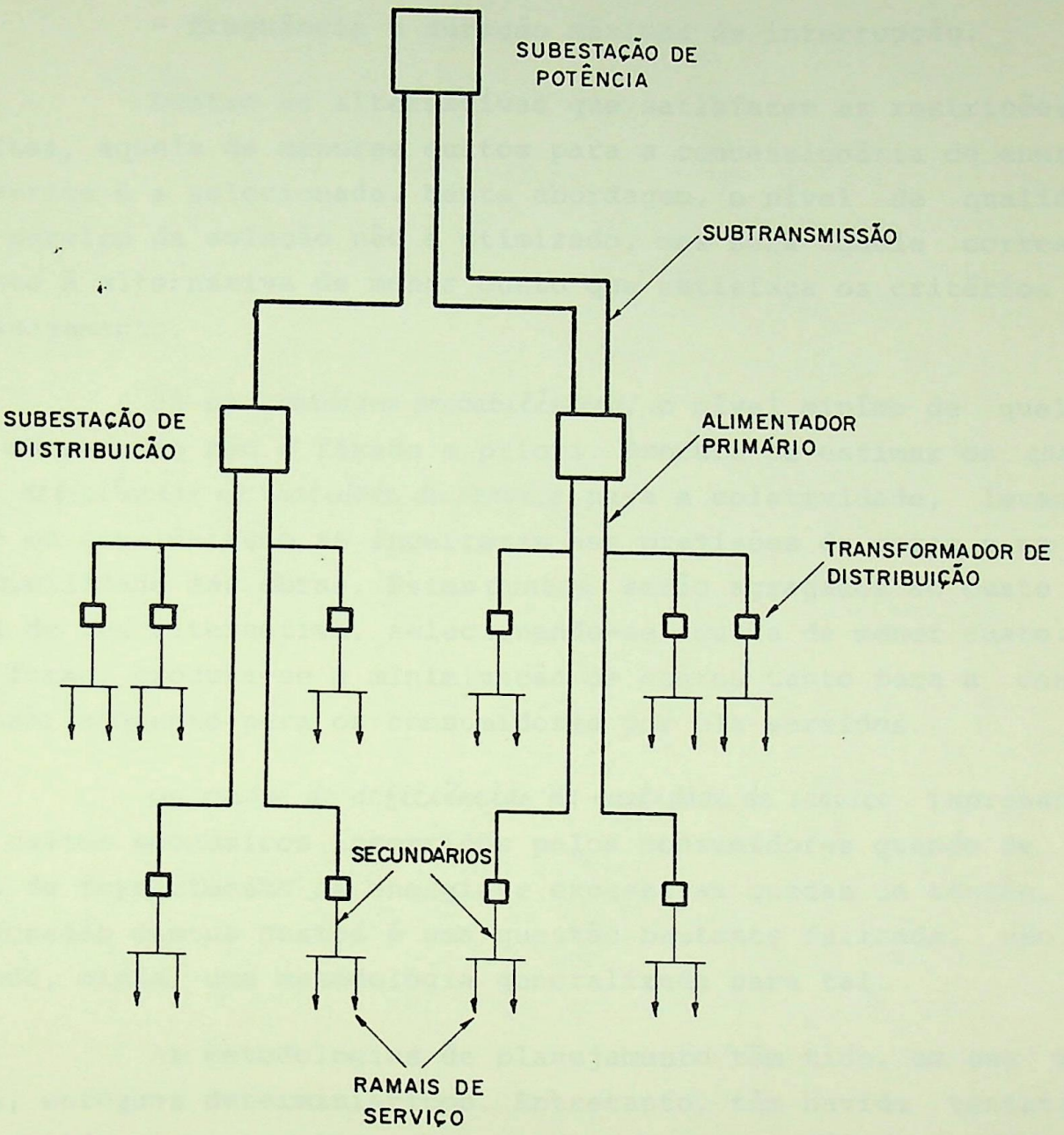


Figura 2.1 - Sistema de distribuição típico com suas partes componentes[8]

No contexto de planejamento de sistemas elétricos, pode-se ter dois tipos de abordagem:[9,10]

- abordagem determinística;
- abordagem probabilística.

Na *abordagem determinística*, o nível mínimo de qualidade de serviço é fixado a priori, através da imposição de restri

ções técnicas à rede, tais como:

- limites máximos de quedas de tensão;
- garantia de suprimento em condições normais e/ou em emergências;
- frequência e duração máximas de interrupção.

Dentre as alternativas que satisfazem as restrições impostas, aquela de menores custos para a concessionária de energia elétrica é a selecionada. Nesta abordagem, o nível de qualidade de serviço da solução não é otimizado, mas será aquele correspondente à alternativa de menor custo que satisfaça os critérios de planejamento.

Já na *abordagem probabilística*, o nível mínimo de qualidade de serviço não é fixado a priori. Procura-se estimar os *custos das deficiências na qualidade de serviço* para a coletividade, levando-se em consideração as incertezas nas previsões de carga e na disponibilidade das obras. Estes custos serão agregados ao custo total de uma alternativa, selecionando-se aquela de menor custo. Desta forma, procura-se a minimização de custos tanto para a concessionária quanto para os consumidores por ela servidos.

Os *custos de deficiências na qualidade de serviço* representam os custos econômicos incorridos pelos consumidores quando de cortes de fornecimento de energia e excessivas quedas de tensão. A valoração destes custos é uma questão bastante delicada, não havendo, ainda, uma metodologia generalizada para tal.

As metodologias de planejamento têm tido, em sua maioria, enfoques determinísticos. Entretanto, têm havido tentativas de utilizar progressivamente a abordágem probabilística, como é o caso da EDF.[9] Contudo, a evolução de uma abordagem determinística para uma probabilística tem sido lenta, dada a complexidade desta última.

No Brasil, a abordagem tem sido invariavelmente determinística, embora pelo menos uma experiência tenha sido feita com o uso da probabilística.[11,12,13]

Neste Capítulo, faz-se uma breve descrição acerca do

processo de planejamento de redes de distribuição, bem como apresenta-se alguns dos parâmetros mais importantes a serem considerados em cada etapa do processo.

2.2 - PROCESSO DE PLANEJAMENTO

Normalmente, o processo de planejamento restringe-se às subestações e alimentadores primários (doravante o complemento "de distribuição" será suprimido, exceto em casos onde possam surgir dúvidas). Os transformadores de distribuição, circuitos secundários e ramais de serviço dos consumidores, normalmente, são enfocados apenas nos estudos de projetos.

O planejamento de sistemas de distribuição para *longo prazo* (usualmente 10, 15 ou 20 anos) assume um papel importante, principalmente devido:

- ao necessário intercâmbio com o planejamento de sistemas de geração e transmissão;
- à determinação de uma ordem de grandeza dos investimentos da distribuição, para eventuais providências que demandariam tempo.

O intercâmbio com o planejamento de sistemas de geração e transmissão é importante, pois a expansão do sistema de distribuição só será possível, se houver capacidade suficiente naqueles. Por outro lado, como o sistema de distribuição está diretamente associado aos consumidores, a expansão dos sistemas de geração e transmissão deve basear-se na expansão deste.

O processo de planejamento de sistemas de distribuição constitue-se de quatro atividades básicas:

- previsão de carga;
- estudo de expansão do sistema;
- seleção de novos locais de instalação de subestações;
- projeto da configuração do sistema de distribuição.

Um diagrama de blocos representativo do processo com abordagem determinística, que é a mais usual, pode ser visto na Figura 2.2.

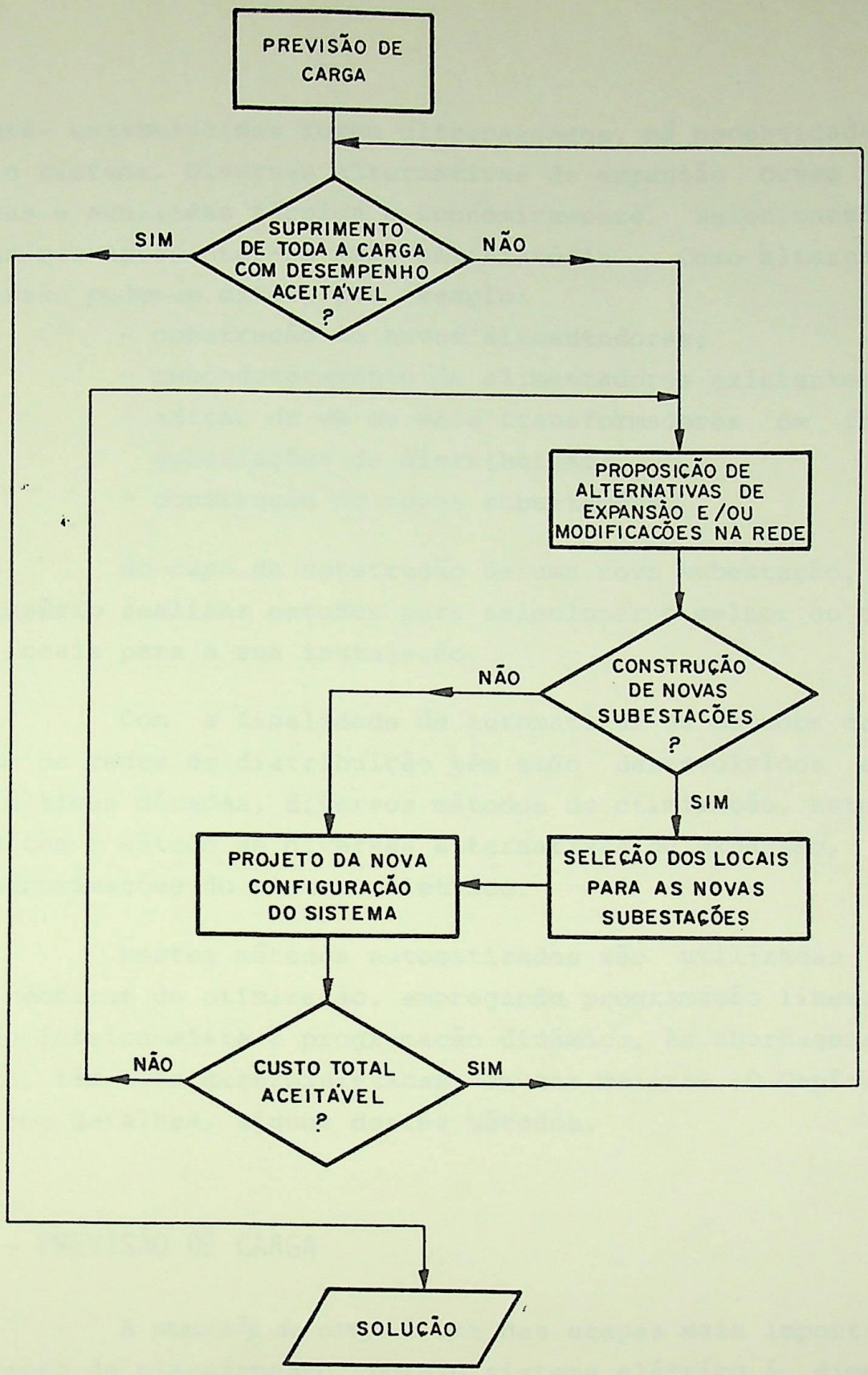


Figura 2.2 - Diagrama de blocos do processo típico de planejamento de sistemas de distribuição

Após a obtenção das previsões de carga e baseando-se nas mesmas, realiza-se um estudo de desempenho do sistema, analisando-se os níveis de tensão, carregamento, etc. Se o atendimento não for satisfatório, ou seja, se os critérios de planejamen

to pré- estabelecidos forem ultrapassados, há necessidade de reforçar o sistema. Diversas alternativas de expansão devem ser propostas e avaliadas técnica e economicamente, selecionando-se aquela que apresentar-se mais satisfatória. Como alternativas de expansão podem-se citar, por exemplo:

- construção de novos alimentadores;
- recondutoramento de alimentadores existentes;
- adição de um ou mais transformadores de força nas subestações de distribuição;
- construção de novas subestações.

No caso da construção de uma nova subestação, torna-se necessário realizar estudos para selecionar o melhor ou os melhores locais para a sua instalação.

Com a finalidade de automatizar os estudos de planejamento de redes de distribuição têm sido desenvolvidos ao longo das últimas décadas, diversos métodos de otimização. Estes métodos permitem o estudo de diversas alternativas de expansão, utilizando aproximações do sistema elétrico.

Nestes métodos automatizados são utilizadas diferentes técnicas de otimização, empregando programação linear, programação inteira-mista e programação dinâmica. As abordagens entretanto, têm sido determinísticas, em sua maioria. O Capítulo 3 aborda, com detalhes, alguns destes métodos.

2.3 - PREVISÃO DE CARGA

A *previsão de carga* é uma das etapas mais importantes do processo de planejamento, pois o sistema elétrico é dimensionado e projetado a partir dos crescimentos futuros de carga. Desta forma, é de fundamental importância que todos os aspectos sejam levados em consideração na previsão do crescimento e que a mesma contenha as menores distorções possíveis.

Devido ao grande número de incertezas existentes, a previsão de carga torna-se uma tarefa tanto mais difícil quanto

maior o horizonte de estudo.

Em planejamento de sistemas de distribuição, dois enfoques são importantes:(1)

- longo-prazo, variando de 10-15 a 20 anos;
- curto-prazo, com horizontes de até 5 anos.

A previsão de carga pode ser realizada para dois níveis de abrangência:

- previsão global, normalmente a nível de subestações de distribuição;
- previsão a nível de quadrículas.

Quadrícula é uma área elementar obtida da divisão da área de estudo por meio de linhas horizontais e verticais uniformemente espaçadas. As dimensões das quadrículas podem variar, dependendo da precisão desejada, características da área e horizonte de estudo. As áreas urbanas podem requerer uma quadrícula de menores dimensões que as áreas rurais. No Brasil, as quadrículas em áreas urbanas possuem dimensões de 500 x 500[m²], em sua maioria, ocorrendo variações como 500 x 800[m²], 600 x 900[m²], etc.

As previsões de carga por áreas elementares devem ser compatibilizadas com as previsões globais, tendo em vista a maior ou menor confiabilidade dos dados disponíveis.

Dentre os diversos fatores a serem considerados nos estudos de projeção de carga, podem-se citar:

- incentivos governamentais favorecendo a instalação de indústrias;
- fixação de padrões de construção por órgãos governamentais (regiões basicamente residenciais, número máximo de andares de edifícios, etc);
- previsões de crescimento populacional;
- estimativas de ampliações de grandes consumidores e/ou instalação de novos, obtidas por meio de pesquisas diretas;
- tendências de ocupação e uso do solo para visualiza

ção do crescimento esperado, inclusive da saturação;
- existência de fontes alternativas de energia que podem sofrer a conversão para energia elétrica.

2.4 - EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES

A expansão de subestações pode processar-se combinando-se as seguintes alternativas:
- ampliação de subestações existentes;
- construção de novas subestações.

Normalmente, a curto-prazo, a ampliação de subestações existentes produz menores custos. Entretanto, considerando um horizonte maior e computando-se o custo das perdas elétricas, a construção de uma nova pode ser a alternativa mais econômica. Portanto, a escolha entre as diversas possibilidades deve ser fundamentada em estudos econômicos.

Alguns dos fatores a serem considerados nos estudos de expansão de subestações são:
- perdas elétricas;
- disponibilidade de circuitos de transmissão ou subtransmissão e custos dos ramais de alimentação das subestações de distribuição;
- disponibilidade de terrenos e custos dos mesmos;
- limitações físicas das subestações existentes para a instalação de novos transformadores e/ou para a saída de novos alimentadores;
- capacidade máxima de suprimento do nível de tensão das subestações existentes;
- projeções futuras de carga.

2.5 - SELEÇÃO DE LOCAIS PARA A CONSTRUÇÃO DE NOVAS SUBESTAÇÕES

Um esquema simplificado do processo para a definição das localizações de novas subestações, pode ser visto na Figura 2.3. Este processo deve ser realizado durante o estudo das alternativas de expansão.

O processo consiste, inicialmente, em definir áreas candidatas dentro da região de planejamento e, em seguida, realizar estudos detalhados envolvendo análise econômica, confiabilidade, engenharia, estética, planejamento de sistemas etc, com o objetivo de limitar cada uma das áreas candidatas, descartando locais inadequados, mantendo outros para avaliações futuras e definindo locais candidatos provavéis. Estes últimos são analisados, verificando sua adequabilidade com o propósito de selecionar aqueles que serão efetivamente utilizados para a construção das subestações.

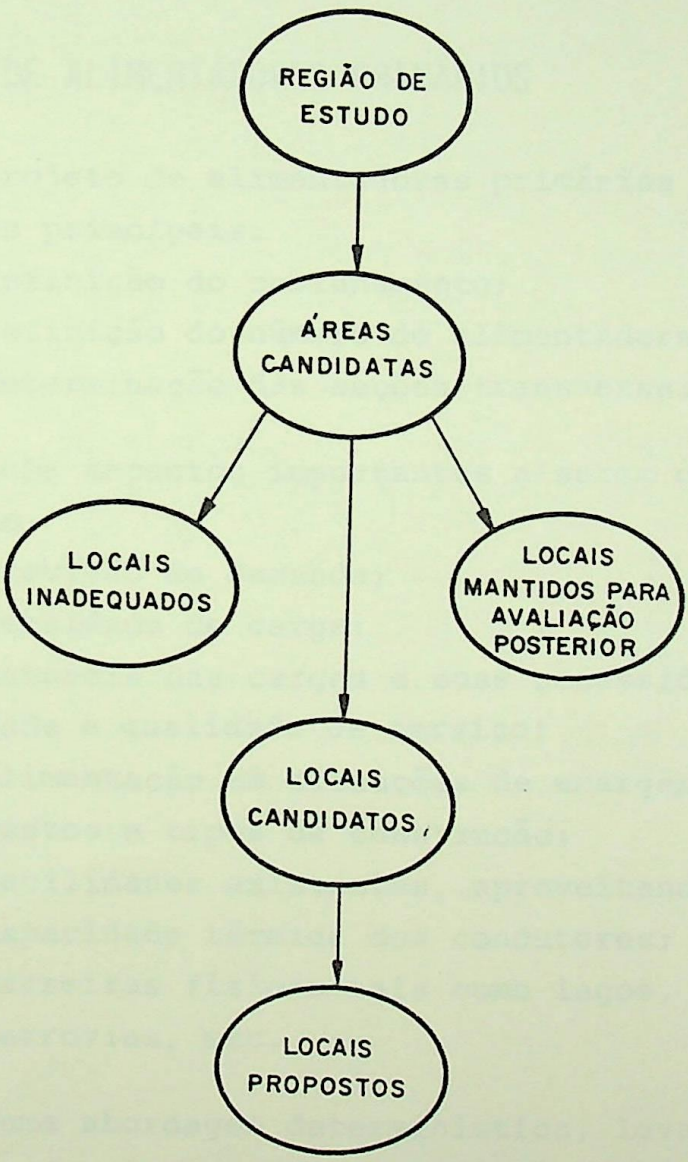


Figura 2.3 - Processo de seleção de locais de construção de subestações[1]

Alguns parâmetros importantes a serem considerados no processo de seleção de locais de novas subestações são:

- disponibilidade de linhas de transmissão ou sub transmissão e custos dos ramais;
- disponibilidade e custos dos terrenos;
- disponibilidade de saída de alimentadores;
- projeções de demanda e densidades de carga;
- tendências de crescimento horizontal (ocupação de áreas novas);
- regulamentações governamentais de uso do solo;
- proximidade dos centros de carga, para diminuir as perdas elétricas e quedas de tensão.

2.6 - PROJETO DE ALIMENTADORES PRIMÁRIOS

O projeto de alimentadores primários constitue-se de três atividades principais:

- definição do caminhamento;
- definição do número de alimentadores;
- determinação das seções transversais dos condutores.

Alguns aspectos importantes a serem considerados nestes estudos são:

- previsão de demanda;
- densidade de carga;
- natureza das cargas e suas necessidades de continuidade e qualidade de serviço;
- alimentação em situações de emergência;
- custos e tipos de construção;
- facilidades existentes, aproveitando-as ao máximo;
- capacidade térmica dos condutores;
- barreiras físicas tais como lagos, rios, montanhas, ferrovias, etc.

Em uma abordagem determinística, levando-se em consideração cada um dos aspectos, a rede é projetada, respeitando-se os limites permissíveis de qualidade de fornecimento e tendo em vista a minimização de custos.

2.7 - ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA

Com base nos diversos aspectos a considerar em cada etapa do processo de planejamento, define-se diversas alternativas de atendimento, que devem ser analisadas tanto do ponto de vista de desempenho quanto de custos, para selecionar-se a melhor delas.

A análise de desempenho deve verificar a adequabilidade do fornecimento de energia elétrica. Para tanto, devem ser analisados os níveis de tensão e carregamento, situações de contingências, curto-circuito, confiabilidade, etc.

Na avaliação econômica, diversos custos devem ser computados, tais como:

- custos de materiais e equipamentos;
- custos de terrenos;
- custos de operação e manutenção;
- custos das perdas elétricas;
- depreciação das instalações e equipamentos;
- mão -de-obra e obras civis.

Em uma abordagem probabilística, além destes, computa-se os custos das deficiências em qualidade de serviço, como por exemplo custos das interrupções de energia elétrica e custos das deficiências em níveis de tensão.

Para a comparação de custos das diversas alternativas de expansão, as técnicas mais conhecidas são:[14]

- método do valor atual líquido (VAL);
- método do benefício líquido anual uniforme;
- método do custo anual uniforme;
- método do tempo de recuperação do investimento("pay-back");
- método da taxa interna de retorno (TIR).

2.7.1 - Método do Valor Atual Líquido (VAL)

O *método do valor atual líquido* ou *método do valor presente li-*

quido consiste em transportar-se para o presente todas as variações de caixa esperadas, descontadas à *taxa mínima de atratividade* do projeto.

Sendo:

P = valor presente líquido resultante
X_j = recebimento ou desembolso j
i = taxa mínima de atratividade
H = horizonte de planejamento

O *valor presente líquido resultante* de uma série de recebimentos e de desembolsos é dado por:

$$P = \sum_{j=0}^{H} \frac{X_j}{(1+i)^j} \qquad (2.1)$$

Um valor positivo de P significa que o valor presente dos fluxos de caixa positivos é maior que o correspondente dos fluxos negativos. Assim, a alternativa de maior valor presente positivo é a preferida, para a taxa de juros considerada.

2.7.2 - Método do Benefício Líquido Anual Uniforme

Neste método, transforma-se todos os fluxos de caixa do projeto numa *série uniforme equivalente de pagamentos* (sucessão de desembolsos ou recebimentos de mesmo valor a intervalos regulares de tempo iguais ao período). Assim, o valor do benefício líquido U por período (normalmente anual) de um projeto será dado por:

$$U = \frac{i(1+i)^H}{(1+i)^H - 1} \cdot \sum_{j=0}^{H} \frac{X_j}{(1+i)^j} \qquad (2.2)$$

Também neste caso, a alternativa de maior benefício líquido positivo é a preferida.

2.7.3 - Método do Custo Anual Uniforme

Este método é uma particularização do método do benefí

cio líquido anual uniforme, em que os benefícios são iguais para todas as alternativas, ocorrendo apenas variação nos custos. Neste caso, a alternativa de menor custo anual uniforme é a preferida, para a taxa de atratividade considerada.

Os métodos apresentados em 2.7.1, 2.7.2 e 2.7.3 consideram o *valor do dinheiro no tempo*, utilizando como taxa de juros, a *taxa mínima de atratividade*. Esta por sua vez, representa a rentabilidade mínima aceitável para o projeto. Esta taxa deve ser definida tendo em vista o custo de oportunidade do capital ou seja, o que se deixa de ganhar ao não se aproveitar outras alternativas de investimento.

A escolha do valor desta taxa de atratividade é uma decisão difícil, que deve ser tomada pelos investidores.

2.7.4 - Método do Tempo de Recuperação do Investimento("pay-back")

Este método consiste em determinar o número de períodos necessário para recuperar-se o capital investido. Com base em padrões definidos pela empresa, o projeto será aceito ou não.

O método é bastante simples, bastando acumular os fluxos de caixa ao longo dos anos e verificar quanto tempo leva para zerar e tornar-se positivo.

A utilização deste método como principal critério de seleção não é adequada, pois apresenta deficiências tais como[14]:

- não considera o valor do dinheiro no tempo;
- ignora receitas e despesas produzidas para além do período de recuperação.

2.7.5 - Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

No *método da taxa interna de retorno* (TIR), determina-se a taxa para a qual, o valor presente das receitas torna-se igual ao valor presente das despesas. Em outras palavras, é a taxa que tor

na nulo o valor presente líquido do projeto. Matematicamente, deve-se resolver a equação:

$$\sum_{j=0}^{H} \frac{X_j}{(1+i)^j} = 0 \qquad (2.3)$$

onde i é a incógnita *taxa interna de retorno*.

A grande desvantagem deste método é que, normalmente, tem-se que resolver equações de grau maior que 2, cuja solução algébrica é extremamente complexa, devendo ser resolvida através de processos de tentativa e erro.

Calculada a *taxa interna de retorno*, deve-se compará-la com a *taxa mínima de atratividade*, de forma que o projeto será vantajoso, se a primeira for maior que a segunda.

Se as diferenças entre os valores dos investimentos forem grandes, pode haver contradição entre os resultados obtidos pelos métodos da taxa interna de retorno e do valor atual líquido.(15)

Se os fluxos de entrada e saída variarem ao longo do período, ocorrendo várias inversões de sinal, pode-se ter valores de taxa interna de retorno múltiplas e sem sentido.(15)

O *método da taxa interna de retorno* pode ter dois enfoques diferentes, dependendo da consideração de custos e benefícios para a empresa investidora ou para a comunidade:

- taxa interna de retorno financeira (TIRF);
- taxa interna de retorno econômica (TIRE).

A *taxa interna de retorno financeira* (TIRF) é a taxa obtida considerando-se todos os gastos feitos pela empresa e os lucros gerados pelos mesmos, tendo-se o cuidado de não incluir os itens não-efetivos. É, pois, uma abordagem do ponto de vista da empresa investidora.

Por sua vez, na *taxa interna de retorno econômica* (TIRE), os fluxos de entrada e saída são avaliados do ponto de vista da economia em geral. Desta forma, alguns fluxos que não são conside

rados no cálculo da TIRF, devem ser computados no cálculo da TIRE, se os mesmos constituem gastos ou benefícios para a coletividade.

Para o cálculo da TIRE não se computa os fluxos que signifiquem apenas transferências entre os membros da sociedade tais como juros, impostos, aluguéis, etc.

Alguns efeitos do projeto para a sociedade, tais como perda de terra provocada pela construção de uma represa; poluição do ar e água por uma indústria; construção de estradas pelo governo para incentivar a instalação de indústrias; obtenção de terras cultiváveis e regularização da vazão do rio quando da construção de uma usina hidrelétrica; etc, devem ser computados no cálculo da TIRE. São as chamadas *economias e deseconomias externas do projeto.*

Ao calcular-se a TIRE os preços devem ser ajustados, no sentido de considerar, não os valores de mercado, mas os valores econômicos. Deve-se, assim, determinar o valor que a sociedade atribue a cada bem ou insumo do projeto, independentemente do seu preço de mercado. A esse valor econômico denomina-se *preço econômico*, *preço-sombra* ou *preço de conta.*(15) Por exemplo, como a tarifa de eletricidade é subsidiada, o preço de mercado está abaixo do valor que a sociedade atribue a ela. O *preço econômico* deve ser definido, estimando-se o impacto econômico da utilização de eletricidade.

2.8 - CONCLUSÃO

Apresentou-se em linhas gerais, as principais etapas do processo de planejamento de redes de distribuição de energia elétrica, bem como alguns dos aspectos mais importantes a serem analisados em cada etapa, procurando fornecer ao leitor uma visão geral e familiarizá-lo com o assunto.

CAPÍTULO III

METODOLOGIAS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: ESTADO-DA-ARTE

3.1 - INTRODUÇÃO

O presente Capítulo tem por objetivo apresentar um levantamento sistematizado de metodologias de planejamento da distribuição existentes no exterior. Dada a extensão do assunto, entretanto, enfocar-se-á apenas aqueles aspectos considerados mais relevantes e que vêm despertando o interesse de pesquisadores e concessionárias de energia elétrica estrangeiros.

Abordar-se-á, basicamente, os modelos e metodologias de planejamento de subestações e alimentadores primários relacionados diretamente a seus estudos de expansão.

A etapa de previsão de carga, apesar de essencial aos estudos de planejamento, não será aqui abordada, devido a limitações de tempo e espaço. Contudo, trabalhos futuros poderão partir das referências (103) a (107), que apresentam levantamentos bibliográficos e discussões acerca do tema em questão.

Abordar-se-á, inicialmente, alguns modelos simplificados que aproximam a área de influência das subestações por figuras geométricas, assumindo densidade de carga uniforme dentro das mesmas.

Entretanto, para que resultados satisfatórios sejam obtidos, torna-se necessário utilizar modelos mais precisos para as redes elétricas, bem como para os custos de expansão.

Assim, tem-se verificado ao longo das últimas décadas, um interesse na aplicação de técnicas de otimização ao planejamento da distribuição, com representações cada vez mais precisas para os componentes e as interrelações entre as diversas grandezas da rede. O que se busca como meta final é determinar a alternati

va ótima ou quase-ótima de expansão.

Tendo em vista esta gradativa automatização do processo de planejamento, apresenta-se também neste Capítulo, estudos comparativos e discussões acerca de diversos métodos que se utilizam de técnicas de otimização.

Além disso, este Capítulo aborda algumas modelagens que levam em conta aspectos de confiabilidade e economia das alternativas de expansão. O enfoque é com relação à inclusão da valorização das deficiências em qualidade e continuidade de serviço. Tal enfoque vem merecendo uma atenção especial nos últimos anos.

Com o intuito de facilitar a compreensão de todo o Capítulo, são apresentadas, a seguir, as definições de alguns termos que serão frequentemente utilizados ao longo do mesmo.

3.2 - DEFINIÇÕES IMPORTANTES

Antes de serem abordados os trabalhos enfocando os modelos e métodos de planejamento de redes de distribuição, torna-se conveniente definir alguns termos, que são de uso comum nessa área:

- ESTÁGIO
  Denomina-se estágio a cada ano do período de planejamento a ser estudado.

- ESTADO
  A configuração da rede elétrica em um determinado estágio de planejamento é chamada de estado.

- MODELO ESTÁTICO
  O modelo é denominado estático quando o estudo de planejamento é realizado apenas para um único estágio.

- MODELO PSEUDO-DINÂMICO
  A denominação pseudo-dinâmico aplica-se a duas situações de planejamento de vários estágios:

a) o modelo estático é empregado sequencialmente para cada ano, de forma que o plano será constituído de uma série de obras obtidas da otimização individual de cada ano;

b) o modelo estático é, numa primeira etapa, aplicado ao ano-horizonte, quando é definido o conjunto de obras para o período. Em seguida, retorna-se ao ano zero e caminha-se em direção ao horizonte, procurando, então, especificar as datas de entrada em operação de cada uma daquelas obras.

- MODELO COMPLETAMENTE DINÂMICO OU DINÂMICO

O modelo é completamente dinâmico ou simplesmente dinâmico, quando o estudo de planejamento é realizado para diversos estágios, com as decisões de expansão sendo obtidas pela minimização de uma função-objetivo que abrange todo o período de estudo.

- ÁREA DE SERVIÇO OU ÁREA DE INFLUÊNCIA

Área de serviço ou área de influência de uma subestação (ou de um alimentador) é a área eletricamente servida pela(o) mesma(o).

- CUSTOS FIXOS

Dado um determinado projeto, os custos fixos correspondem a seus custos de instalação, tanto para a construção quanto para a ampliação de suas partes componentes. São, principalmente, os custos dos materiais e equipamentos, custos dos terrenos, obras civis, etc. Podem, também, ser incluídos como fixos, os custos das perdas de energia e de demanda no núcleo dos transformadores.

- CUSTOS VARIÁVEIS

Os custos variáveis, por sua vez, são aqueles custos decorrentes do funcionamento da instalação em si, tais como os custos de perdas de energia e de demanda nos enrolamentos dos transformadores e nos condutores dos alimentadores e ramais, custos de operação e manutenção, depreciação dos equipamentos e instalações, etc.

3.3 - MODELOS GEOMÉTRICOS SIMPLIFICADOS

Os modelos geométricos são obtidos aproximando-se as áreas de serviço das subestações por figuras geométricas, geralmente assumindo que a densidade de carga é uniforme no interior das mesmas.

Estes modelos geométricos podem, assim, ser utilizados para análises aproximadas das redes e/ou para estudos simplificados de expansão. O emprego de tais modelos simplifica os cálculos, entretanto, é questionável a sua precisão.

A seguir serão abordados com maiores detalhes os trabalhos de Denton e Reps[16,17] e de Juricic[18], que utilizam modelos geométricos.

3.3.1 - Modelo de Denton e Reps[16,17]

No modelo de Denton e Reps[16,17] a área de serviço de uma subestação é aproximada por um polígono regular com tantos lados quantos forem o número de alimentadores primários e com a subestação localizada no seu centro geométrico. Um exemplo é mostrado na Figura 3.1, que mostra, também, a área de influência de cada alimentador.

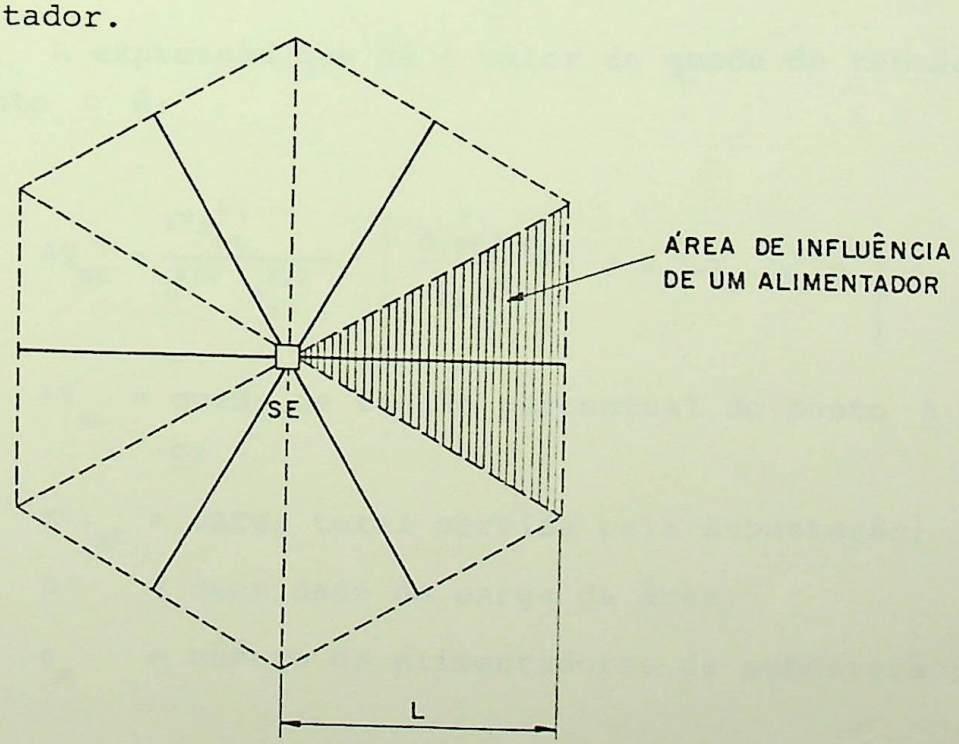


Figura 3.1 - Modelo geométrico de Denton e Reps[16] para

O estudo feito por Denton e Reps[16,17] considera um modelo com n_a alimentadores, onde cada alimentador é constituído de um tronco e cinco ramais, sendo que o último ramal ocupa o ponto mais distante do tronco. A Figura 3.2 mostra a representação esquemática de um alimentador e sua área de influência, onde pode ser visto o tronco e o último ramal.

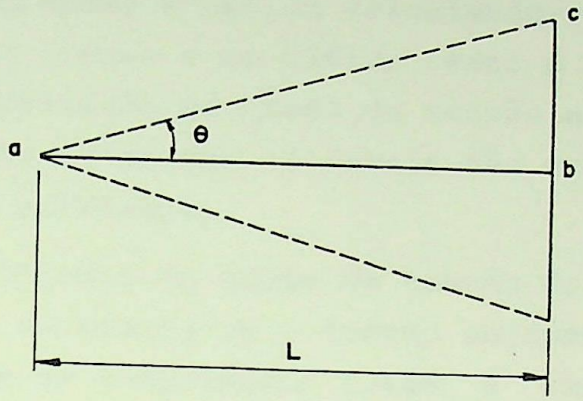


Figura 3.2 - Representação esquemática de um alimentador, com seu tronco e o último ramal

Em qualquer ponto do alimentador, o limite máximo permissível de queda de tensão deve ser respeitado. Assim, para o modelo em questão, basta verificar o valor da queda de tensão desde a subestação até o ponto mais distante, que no caso mostrado na Figura 3.2 é o ponto c.

A expressão que dá o valor da queda de tensão do ponto a ao ponto c é:

$$\Delta V_{ac} = \frac{KVA_{nt}^{3/2}}{D^{1/2} \cdot n_a^{3/2}} \cdot \left(\frac{0,667 \cdot Km}{tg^{1/2}\theta} + 0,1 \cdot K_L \cdot tg^{1/2}\theta \right) \qquad (3.1)$$

onde ΔV_{ac} = queda de tensão percentual do ponto a ao ponto c;

KVA_{nt} = carga total servida pela subestação;

D = densidade de carga da área;

n_a = número de alimentadores da subestação;

θ = metade do ângulo que define a área de influência de um alimentador;

K_m = constante de queda de tensão percentual por carga x distância, para o condutor do tronco;

K_L = idem para o condutor do ramal.

Esta expressão é obtida calculando-se separadamente as quedas de tensão no tronco e no último ramal e em seguida agregando-as. Para a determinação da queda de tensão no tronco, do ponto a ao ponto b, considera-se que os ramais não existem e que o tronco é uniformemente carregado.

Para o cálculo da queda de tensão do ponto b ao ponto c no último ramal, considera-se o trecho uniformemente carregado e servindo uma área de comprimento L.tgθ e largura 0,2.L onde L é o comprimento do tronco.

Como a utilização de reguladores de tensão e/ou capacitores, chaveados ou não, é um recurso bastante usado, os autores fizeram uma extensão do modelo, incluindo um destes equipamentos no tronco. Foi assumido que os limites máximos de quedas de tensão são ultrapassados antes que os limites térmicos dos condutores.

A partir de análises das quedas de tensão, é possível determinar o aumento em capacidade de suprimento do alimentador decorrente da instalação do(s) regulador(es), bem como o(s) local(is) mais apropriado(s) para colocá-lo(s).

Os estudos de expansão das redes podem ser realizados, tomando-se como premissas:

- densidade de carga constante ou
- densidade de carga crescente.

Na prática, a densidade de carga não pode ser considerada estática. Entretanto, em estudos de curto prazo e em regiões com pequeno crescimento, esta hipótese simplificadora é, às vezes, adotada no sentido de facilitar os estudos. Deve-se assegurar, porém, que não provoque grandes distorções nos resultados. Já em estudos de longo prazo torna-se conveniente considerar a densidade

de carga crescente, uma vez que as distorções podem ser significativas.

Para as situações de densidade de carga crescente, pode-se optar por um dos seguintes casos:

- plano considerando constante a capacidade da subestação;
- plano considerando constante a área da subestação.

No primeiro caso, como a capacidade da subestação é mantida constante, com o aumento da densidade da carga, novas subestações deverão ser construídas. Assim, as áreas de atendimento das subestações serão diminuídas e consequentemente os comprimentos dos alimentadores.

No segundo caso, a área de atendimento de cada subestação é mantida constante, de forma que com o aumento da densidade de carga, haverá necessidade de aumentar a capacidade de cada uma delas.

Estes dois planos de expansão para densidade de carga crescente, se individualmente considerados, são teóricos, pois, normalmente na prática é utilizada uma combinação da construção de novas subestações com a ampliação de existentes, tendo como fundamento os estudos econômicos. Tais planos, entretanto, podem ser utilizados como uma primeira orientação para o planejador nos estudos de expansão.

Para cada um dos casos mencionados, seja densidade de carga constante, seja crescente, admitindo-se a restrição de queda de tensão como único fator limitante, os autores partiram da expressão de queda de tensão (3.1), analisando uma série de situações. Cada uma das situações foram obtidas variando-se alguns dos seguintes parâmetros: nível da tensão primária, queda de tensão no ponto mais distante, número de alimentadores, área de atendimento e carregamento total da subestação. Desta forma, foi construída uma série de ábacos interrelacionando tais variáveis. Com tais ábacos pode-se realizar estudos de expansão de subestações de distribuição e alimentadores primários, sem que as locações exa

tas das cargas, circuitos e subestações necessitem ser conhecidas.

3.3.2 - Modelo de Juricic[18]

O modelo utilizado por Juricic [18] considera a área de serviço das subestações como tendo a forma circular, com a subestação localizada no centro e os alimentadores radiais. A carga é suposta uniformemente distribuída, com coeficiente de simultaneidade unitário.

Considerando uma região de estudo constituída de várias subestações, modeladas conforme mencionado acima e possuindo, todas elas, a mesma densidade de carga, Juricic[18] procurou determinar relações matemáticas simples entre o volume total de condutores e o número total de subestações, para duas situações:

- quando o fator limitante de projeto é a queda de tensão;
- quando o fator limitante de projeto é a capacidade térmica dos condutores.

Para cada uma destas situações, as relações matemáticas foram determinadas para dois casos:

- minimização do volume total de condutores;
- minimização do custo total de construção.

A função custo utilizada é constituída de uma soma de parcelas proporcionais ao número de subestações, ao volume de condutores, à potência a suprir e ao comprimento dos alimentadores .

Com as relações matemáticas obtidas, pode-se determinar as quantidades ótimas de subestações e de condutores, valores estes que satisfazem os aspectos econômicos (minimização de custos) e os aspectos técnicos (limites de quedas de tensão ou de capacidade térmica dos condutores), ao mesmo tempo que produzem volume total de condutores mínimo.

Diversos fatores, tais como a forma geométrica da área de serviço das subestações ser diferente da circular; o caminha

mento dos alimentadores não ser em linha reta, mas seguir o traçado das ruas e a utilização de seções transversais padronizadas para os condutores; provocam uma majoração do volume de condutores, podendo ser necessário, aplicar fatores de correção.

Juricic[18] efetuou, também, uma extensão do modelo, tomando uma região de estudo constituída de duas zonas com densidades de carga diferentes.

Realizou, ainda, um outro estudo, análogo ao acima descrito, porém, tendo como objetivo a minimização das perdas. Desse estudo foram obtidas relações matemáticas entre as perdas de energia, o número de subestações e o volume de condutores, considerando o aspecto técnico (minimização de perdas) e o aspecto econômico (minimização dos custos totais, incluindo o custo das perdas). Nestes casos, porém, as restrições de quedas de tensão e de capacidades térmicas dos condutores não foram consideradas.

Em resumo, o trabalho de Juricic[18] apresenta formulações simplificadas para a determinação das quantidades de obras necessárias. Entretanto, os quantitativos (número de subestações e volume de condutores) são apenas avaliações grosseiras. Como tal, destinam-se basicamente a um estudo preliminar de viabilidade de obras. A partir dos resultados obtidos devem ser realizados estudos mais elaborados e detalhados.

As leis de quantidades de obras não podem, contudo, ser generalizadas, pois foram obtidas para um modelo com características específicas.

3.4 - TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO APLICADAS AO PLANEJAMENTO

Com o advento do computador digital e as facilidades proporcionadas pelo mesmo, a partir da década de 60, começaram a aparecer os primeiros trabalhos de otimização aplicados ao planejamento de redes de distribuição de energia elétrica. No início, os trabalhos tinham por objetivo auxiliar o planejador, aliviando-o de extensos e repetitivos cálculos matemáticos, permitindo a

análise de um maior número de alternativas.

Desde então, os trabalhos vêm procurando otimizar custos, permitindo a análise de um grande número de alternativas de atendimento, utilizando métodos cada vez mais eficientes de resolução.

Para análise nesta dissertação, os trabalhos que utilizam processos de otimização foram agrupados em três categorias principais, dependendo de quais partes dos sistemas de distribuição são abordados:

- subsistema subestação;
- subsistema subestação e alimentador;
- subsistema alimentador.

3.4.1 - Subsistema Subestação

Os trabalhos que se referem ao subsistema subestação aqui considerados, são aqueles que abordam as subestações com detalhes e os alimentadores primários de modo aproximado. Os resultados de estudos com os mesmos fornecem basicamente as capacidades, as localizações e as datas de construção e/ou ampliação das subestações.

Não são tratados o dimensionamento e o caminhamento dos alimentadores primários. Estes são implicitamente considerados ao determinar-se a área de influência das subestações e estudar-se as transferências de carga.

Foram selecionados como principais contribuições nesta categoria, os trabalhos de Adams e Laughton[19], de Masud[20,21] e de Crawford e Holt[22]. Apresentar-se-á a seguir, os aspectos mais importantes abordados por cada um deles.

3.4.1.1 - Formulação dinâmica x estática

Os modelos de Adams e Laughton[19], de Masud[20] e de

Crawford e Holt[22] são pseudo-dinâmicos. Em Masud[21] é apresentado tanto um modelo dinâmico quanto um modelo pseudo-dinâmico.

Os modelos pseudo-dinâmicos, excetuando-se o de Crawford e Holt[22] consideram que a minimização da função-objetivo para cada ano produz um valor minímo para todo o horizonte, o que não é necessariamente verdadeiro. Por exemplo, se um grande investimento como a construção de uma nova subestação é realizado, os investimentos em anos subsequentes serão menores. Por outro lado, se forem realizados menores investimentos a cada ano, como a construção de novos alimentadores ou a ampliação de subestações existestes, o custo total em valores presentes incluindo o custo das perdas elétricas pode resultar maior que no primeiro caso.

Verifica-se, assim, a importância de levar-se em consideração os valores presentes dos custos de cada obra, totalizados para todo o horizonte.

A abordagem pseudo-dinâmica de Crawford e Holt[22] é aquela onde o modelo estático é aplicado inicialmente para o ano-horizonte. Em seguida procura-se especificar, a partir do primeiro ano, as obras ano a ano, com base nos planos obtidos para o horizonte. Como neste modelo pseudo-dinâmico , também, não há garantia de obtenção do plano ótimo, se diversas alternativas são possíveis, efetua-se uma análise econômica, selecionando-se aquela de menor custo total atualizado.

No modelo dinâmico de Masud[21], para cada ano, são utilizadas variáveis inteiras booleanas, representando a seleção ou não de cada uma das alternativas de expansão, de modo que ao final do processo as obras estarão especificadas, bem como as respectivas datas de entrada.

3.4.1.2 - Modelagem do sistema

Tanto nos trabalhos de Masud[20,21] quanto em Crawford e Holt[22], a área de estudo deve ser convenientemente subdividida em quadrículas e seus dados de consumo, obtidos do sistema de

faturamento da empresa. Os arquivos históricos de demanda por quadrícula são obtidos utilizando-se uma correlação com os dados de consumo e compatibilizando-os com as medições de demanda máxima das subestações. As projeções de demanda são obtidas a partir de tais arquivos históricos e informações adicionais, tais como uso do solo, pesquisas diretas, etc.

Em Crawford e Holt[22] trabalha-se com as projeções individuais de demanda por quadrícula.

Já em Masud[20,21], as projeções de carga devem ser a nível de área de influência de subestação. Para tanto, para cada ano do histórico, agrupa-se cada quadrícula à subestação mais próxima, excluindo-se as áreas inacessíveis tais como lagos, rios, etc, assim como as áreas não alimentadas pelo sistema elétrico em questão (por exemplo, áreas com nível de tensão incompatível). Agregam-se, para cada subestação, as cargas das quadrículas componentes de sua área de serviço, procedendo-se às projeções dos totais através de um processo de ajuste de mínimos quadrados, e compatibilizando-as com as projeções globais.

Em Adams e Laughton[19], o sistema elétrico é representado através de um *diagrama de fluxos*, em que os barramentos das subestações são considerados como nós de suprimento e os barramentos de carga como nós de demanda. Neste diagrama, os nós de suprimento são conectados à fonte através de arcos com capacidade igual à capacidade transformadora da subestação. Os nós de demanda, por sua vez, são conectados ao sorvedouro através de arcos transportando suas respectivas demandas. Nestes diagramas de fluxo, os estudos de contingências podem ser realizados, considerando a remoção de cada arco por vez.

Todos os modelos permitem a diferenciação entre subestações existentes e novas.

3.4.1.3 - Função a minimizar

Em Adams e Laughton[19], dado um conjunto de possibili

dades de expansão, um *estado candidato* é uma configuração do sistema obtida pela combinação daquelas possibilidades, para um determinado estágio do tempo. Deve-se computar, para cada um dos estados, seu custo total, constituído dos custos de manutenção, custos fixos das perdas elétricas, custos das perdas ôhmicas, custos de substituição de transformadores, custos de obras civis nas subestações e demais custos de instalação. Para cada ano, o estado de menor custo é o selecionado.

Em Masud[20] são apresentadas duas formulações matemáticas. Na primeira, destinada a otimizar as capacidades das subestações, a função-objetivo é o custo total, dada por:

$$X_0 = \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n_i} C_{ij} \cdot X_{ij} \qquad (3.2)$$

onde C_{ij} = custo do plano j para a subestação i;

X_{ij} = variável inteira 1 ou 0, representando respectivamente, a escolha ou não do plano j para a subestação i;

m = número total de subestações da área;

n_i = número de planos para a subestação i.

A segunda formulação procura otimizar as transferências de carga entre as subestações e possue a seguinte função-objetivo:

$$Y_0 = \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{m+1} T_{ij} \cdot Y_{ij} \qquad (3.3)$$

onde T_{ij} = peso 1, 2, 3 ou 100, dependendo da interligação entre as subestações i e j ser forte, média, fraca ou nenhuma (designado pelo planejador, em função do carregamento das linhas);

Y_{ij} = carga transferida da subestação i para a subestação j.

Em Masud[21] é apresentado um modelo pseudo-dinâmico, cuja função-objetivo é a mesma da primeira formulação de Masud[20]

acima mencionada. A diferença entre ambos está na consideração das restrições, como poderá ser visto no item 3.4.1.4, mais adiante.

No modelo dinâmico de Masud[21], a função a ser minimizada é o somatório das capacidades das subestações, dada por:

$$X_0 = \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n_i} R_{ij} \cdot X_{ijt} \qquad (3.4)$$

onde

R_{ij} = capacidade da subestação i no plano j;

X_{ijt} = variável inteira 1 ou 0 para o ano t, representando, respectivamente, a escolha ou não do plano j para a subestação i no ano t.

Para a aplicação dos modelos de Masud[20,21], as alternativas a serem analisadas, constituídas das várias capacidades de potência para as subestações e seus respectivos custos, devem ser obtidas através de estudos preliminares. Estes estudos consistem na determinação das áreas de serviço das subestações, calculando-se, para cada uma delas, os valores de quedas de tensão e de perdas elétricas. Se os valores permissíveis de quedas de tensão são ultrapassados, alternativas de expansão são propostas, os valores recalculados e o processo repetido, até que os mesmos sejam satisfatórios. Para cada alternativa possível, avalia-se o custo total.

No modelo de Masud[21] onde é minimizado o somatório das capacidades das subestações, não há garantia de que os custos obtidos sejam mínimos, embora exista a esperança de que isto ocorra, desde que as capacidades propostas, individualmente consideradas, sejam as de menores custos. O melhor, entretanto, seria a minimização do somatório dos custos em valores presentes de cada ano, o que por outro lado, complicaria mais a resolução.

Na otimização das áreas de influência das subestações propostas por Crawford e Holt[22], a função-objetivo a ser minimizada é o somatório dos produtos das demandas de cada quadrícula pelas distâncias mínimas às subestações (problema de transporte) (vide Apêndice II).

3.4.1.4 - Restrições consideradas

Em todos os modelos, assegura-se que toda a carga será atendida, dentro dos limites de capacidade das subestações e condições normais de operação.

Em Masud[21], assegura-se, também, que toda a carga será alimentada em situações de contingência simples em cada subestação, com a perda de sua maior unidade transformadora.

Restrições de limites de quedas de tensão nos alimentadores não são incluídas explicitamente em nenhum dos modelos apresentados, devido em parte à inexistência de modelagem para os alimentadores e em parte porque a solução do processo tornar-se-ia bem mais complexa.

Em Masud[20,21], os estudos das quedas de tensão são realizados preliminarmente, conforme visto no item anterior.

3.4.1.5 - Técnicas de resolução

Em Adams e Laughton[19] é utilizada a programação dinâmica para gerar todas as combinações possíveis de expansão do sistema, a partir das alternativas dadas. O inconveniente de tal método é que se o número de alternativas for muito grande, o esforço computacional pode ser excessivo.

As capacidades das subestações, em Masud[20,21], são otimizadas utilizando-se uma técnica de programação inteira 0-1 , ao passo que as transferências de carga entre as subestações utilizam a programação linear.

Em Crawford e Holt[22], as áreas de influência das subestações são otimizadas utilizando o algoritmo de Ford e Fulkerson[23] para resolução de problemas de transporte. As distâncias mínimas de cada quadrícula às subestações são calculadas utilizando o algoritmo de caminho mínimo de E.W. Dijkstra[24] que leva em consideração com facilidade, obstáculos físicos tais como rios, monta

nhas, aeroportos, etc.

3.4.1.6 - Locação de subestações

Em Masud[20,21], a localização física das novas subestações é determinada nos estudos preliminares, analisando cada alternativa técnica e economicamente, cabendo a decisão final ao planejador.

Por sua vez, em Crawford e Holt[22], tal estudo é realizado durante a etapa de determinação de configurações para o ano-horizonte, tomando como ponto de partida o processamento de um caso, com as seguintes características:

- projeções de carga para o ano-horizonte;
- subestações atuais possuindo capacidades infinitas de potência.

A partir dos resultados obtidos, o planejador sugere diversas alternativas de localização para as subestações, executando-se a otimização para diversos conjuntos, selecionando-se aquele que produzir o menor valor da função-objetivo.

Ambos os métodos são empíricos. O planejador procura encontrar as melhores localizações, fundamentando-se em sua experiência e bom senso, de modo que não existe garantia de que a solução obtida será a ótima.

3.4.1.7 - Dimensionamento de subestações

Apenas nos modelos de Masud[20,21], algoritmos de otimização são propostos para a obtenção das capacidades de potência das subestações, utilizando a minimização ora do custo total, ora do somatório das capacidades, conforme visto em 3.4.1.3. Entretanto, são analisadas apenas aquelas alternativas que são fornecidas pelo usuário e que são obtidas dos estudos preliminares.

Em Crawford e Holt[22], as capacidades das subestações

não são otimizadas. Entretanto, as cargas totais de cada subestação, obtidas agregando-se as cargas das quadrículas de sua área de serviço ótima, fornecem orientações ao planejador, que determinará o dimensionamento de cada uma, com base em confiabilidade, custos, padrões de crescimento de carga, etc.

3.4.1.8 - Transferências de carga e áreas de influência de subestações

Em Adams e Laughton[19], estudos sobre o modelo de sistema utilizado fornecem as transferências de carga máximas possíveis que podem ser feitas entre as subestações. Entretanto, tais valores não representam valores reais de fluxo de potência, pois não são consideradas as características elétricas das linhas.

Em Masud[20], as transferências de carga são otimizadas pela minimização de uma função-objetivo. Entretanto, os resultados não são necessariamente os ótimos, pois como foi visto no item 3.4.1.3, existem pesos denotando o grau de interligação entre as subestações, os quais são especificados pelo planejador.

As áreas de influência de subestações são otimizadas apenas no modelo de Crawford e Holt[22]. Neste modelo, cada subestação fica localizada no centro de carga de sua área, produzindo, desta forma, menores perdas elétricas e quedas de tensão nos alimentadores.

Ainda neste modelo, ao definir-se as áreas de influência ótimas das subestações, as transferências de cargas daquelas que estiverem sobrecarregadas ficam especificadas.

Conforme visto no item 3.4.1.2, em Masud[20,21], as áreas de influência das subestações são obtidas utilizando-se o critério da menor distância, apenas para efetuar as projeções de carga, buscando com isto, contornar possíveis erros de medições e inclusões de cargas decorrentes de transferências. Entretanto, o critério da menor distância não leva em consideração a distribuição não uniforme das cargas.

3.4.2 - Subsistema Subestação e Alimentador

Neste item serão abordados trabalhos que estudam tanto as subestações quanto os alimentadores primários, fornecendo como resultados o dimensionamento, a locação e a data de entrada ótimos de cada componente do sistema, incluindo-se, também, o caminhamento dos alimentadores.

Os trabalhos mais significativos são os de Grimsdale e Sinclair[25], de Adams e Laughton[26], de Hindi e Brameller[27,28], de Wall, Thompson e Northcote-Green[29], de Thompson e Wall[30], de Gonen e Foote[31,32], de Sun et al.[33], de Fawzi, Ali e El-Sobki[34], de El-Kady[35], de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38].

3.4.2.1 - Formulação dinâmica x estática

Os modelos apresentados por Grimsdale e Sinclair[25], Hindi e Brameller[27,28], Wall, Thompson e Northcote-Green[29], Thompson e Wall[30], Gonen e Foote[31] e Fawzi, Ali e El-Sobki[34] são estáticos; no entanto podem ser transformados em pseudo-dinâmicos, através de um dos dois processos já citados anteriormente.

O modelo de Sun et al.[33] é um modelo pseudo-dinâmico em que os planos dos anos intermediários são definidos com base nos planos do ano-horizonte, através de um processo concatenado.

Em Adams e Laughton[26] são apresentadas tanto uma formulação estática quanto uma dinâmica.

Já as formulações de Gonen e Foote[32], de El-Kady[35], de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38] são completamente dinâmicas.

El-Kady[35], entretanto, utiliza a seguinte estratégia, com o objetivo de reduzir a memória e esforço computacional:

- aplicação do modelo estático para a rede global e ano-horizonte;

- com base na solução obtida e/ou julgamento do planejador, partição da rede em várias pequenas sub-redes;
- aplicação do modelo dinâmico completo para cada uma das sub-redes.

A partição da rede contorna possíveis limitações computacionais; entretanto, não garante que o melhor plano global seja encontrado.[35,53]

Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36], em seu modelo dinâmico, utilizam variáveis contínuas, ao contrário dos demais modelos, que empregam variáveis discretas. Isto é feito com o objetivo de reduzir o número de variáveis de otimização e, consequentemente, o esforço computacional.

A formulação dinâmica apresentada por Gonen e Foote[32] é muito complexa e o número de variáveis de decisão é excessivamente alto, como poderá ser observado no item 3.4.4.

El-Kady[35] mostra que a configuração obtida para um determinado ano utilizando um modelo dinâmico é diferente daquela que se obtém utilizando o modelo estático isoladamente para aquele ano. Ou seja, modelos dinâmicos produzem resultados diferentes de modelos pseudo-dinâmicos, como é de se esperar.

3.4.2.2 - Modelagem do sistema

Em todos os modelos, as cargas e subestações são representadas, respectivamente, como nós de demanda e nós de suprimento ou nós-fonte.

Os trechos de alimentadores primários podem ser representados de duas maneiras:

- modelagem "real", que é aquela onde os trechos ou segmentos obedecem ao traçado das vias públicas(ruas, avenidas, rodovias, etc);
- modelagem "aproximada", onde os trechos de alimentadores são obtidos unindo-se os centros geométricos

das quadrículas da área de estudo, nos quais assume-se que as respectivas cargas são concentradas. Neste caso, perde-se a configuração física real, levando a valores aproximados dos comprimentos de cada trecho.

A modelagem "aproximada" reduz o trabalho de preparação de dados; entretanto, não fornece resultados totalmente precisos e às vezes é difícil interpretá-los para o projeto real. Se o sistema de alimentadores estiver sendo analisado apenas em termos gerais, como é o caso em estudos de longo prazo, esta modelagem será satisfatória. Por outro lado, para estudos detalhados dos alimentadores, esta representação não será suficiente.[53]

Quanto mais regular for a distribuição espacial das cargas, menores serão as distorções provocadas com a representação "aproximada".

Em Grimsdale e Sinclair[25], o modelo utilizado para a determinação de locais para a instalação de subestações supõe as cargas das quadrículas concentradas em seus centros geométricos. Para a determinação da configuração dos alimentadores, toma-se o traçado das ruas e/ou rodovias, dividindo-o em trechos e usando os pontos de junção das ruas como nós.

Os modelos de Wall, Thompson e Northcote-Green[29], de Thompson e Wall[30] e de Gonen e Foote[31,32] utilizam a representação "aproximada" dos alimentadores, enquanto os de Hindi e Brameller[27,28] e de Sun et al.[33] utilizam a modelagem "real".

Em Hindi e Brameller[27,28], os segmentos de alimentador são definidos com base na distribuição espacial das construções, com a carga total diversificada de cada trecho igualmente repartida entre seus nós e concentrada nos mesmos.

Em Adams e Laughton[26], a representação das cargas depende do estudo a ser empreendido. Se o estudo é de planejamento de sistemas de subtransmissão, os nós serão as próprias subestações de distribuição; os ramos, as linhas de subtransmissão e as cargas de cada nó, serão as próprias cargas das subestações. Se o

estudo for de planejamento de sistemas de distribuição, os pontos de carga podem ser grupos de consumidores.

Nos modelos de Fawzi, Ali e El-Sobki[34], de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38], a rede é representada por nós e ramos, com as cargas concentradas nos nós. Nestes modelos, pode-se considerar como nós de demanda, a carga de uma quadrícula, um grupo de consumidores ou mesmo um consumidor individual, dependendo do grau de detalhamento desejado, da dimensão da área de estudo e da capacidade de armazenamento e resolução do programa computacional.

Em todos os modelos, excetuando-se os de Grimsdale e Sinclair[25] e de Adams e Laughton[26], é possível considerar tanto as subestações e rotas de alimentadores existentes quanto futuros.

3.4.2.3 - Função a minimizar

Em Grimsdale e Sinclair[25], para a determinação dos locais das subestações, é utilizada uma função custo proporcional ao volume total de condutores para a área.

Ainda neste modelo, a configuração de alimentadores é obtida alocando-se cada trecho à subestação mais próxima, buscando obter os menores caminhos para alimentar os pontos de carga. Ou seja, a função-custo é proporcional ao comprimento dos alimentadores.

No entanto, sabe-se que a minimização de comprimentos não corresponde à minimização de custos.[39]

Em cada um dos demais modelos, é minimizado algum tipo de função-objetivo, constituída de parcelas de custos fixos e parcelas de custos variáveis.

Como os custos fixos constituem-se principalmente dos custos de instalação, tais custos para elementos existentes não são computados na função-objetivo. São considerados apenas para os

elementos a instalar futuramente.

No Apêndice I estão apresentadas quatro alternativas de representação dos custos anuais dos condutores que podem ser utilizadas.

No modelo de Wall, Thompson e Northcote-Green[29], a função-custo inclue apenas os custos variáveis das subestações e alimentadores primários, ao passo que em Thompson e Wall[30], além destes, os custos fixos das subestações são incluídos.

Dentro da mesma linha de procedimento, Sun et al.[33] desenvolveram um modelo que considera custos fixos e variáveis tanto para as subestações quanto para os alimentadores primários.

Nestes três modelos[29,30,33], as curvas de custo dos condutores são linearizadas por uma reta única (Caso 1 do Apêndice I), diferindo apenas pela inclusão ou não de custos fixos.

Em Adams e Laughton[26], apenas os custos fixos de construção dos circuitos são incluídos. Entretanto, no sentido de incluir os custos das perdas elétricas quando estes forem significativos, sugerem utilizar uma reta única de linearização ou um conjunto de segmentos de reta para cada condutor (respectivamente os Casos 1 e 3 do Apêndice I).

Nos modelos de Hindi e Brameller[27,28], de Gonen e Foote[31,32], de Fawzi, Ali e El-Sobki[34], de El-Kady[35], de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38], os custos fixos e variáveis, tanto para as subestações quanto para os alimentadores primários, podem ser incluídos.

Em Fawzi, Ali e El-Sobki[34], em uma primeira etapa, denominada de otimização de subestações, são incluídos todos os custos variáveis, mas os custos fixos apenas para as subestações e alguns grandes alimentadores. A linearização dos custos é feita através de uma reta única (Caso 1 do Apêndice I).

Na segunda etapa, aquela correspondente à otimização de alimentadores, que é independente da primeira, inclui-se os

custos fixos dos elementos restantes. Trabalha-se iterativamente com duas funções-custo:

- função-custo "real", na qual o custo das perdas é uma função quadrática da capacidade do elemento;
- função-custo linearizada, correspondente à linearização da função-custo "real".

Este procedimento separado em duas etapas visa reduzir o esforço computacional que seria necessário para considerar os custos fixos para todos os elementos e a relação quadrática do custo das perdas.

Em Gonen e Foote[31], é utilizada uma curva de custos dos condutores linearizada por trechos, como no Caso 2 apresentado no Apêndice I.

Em modelos dinâmicos, como o de Gonen e Foote[32], a situação é mais complexa, pois para um mesmo segmento de alimentador em diferentes períodos do tempo, tem-se diferentes valores de fluxo de potência, devido ao efeito do crescimento de carga. Assim, um mesmo condutor pode não resultar um custo ótimo para todos os anos.

Devido à conversão de todos os termos da função-custo a valores atuais ou presentes, as curvas de custo das perdas para cada seção transversal variam com o tempo. Desta forma, deve-se ter uma curva para cada condutor e cada período de tempo. A Figura 3.3 mostra as curvas de custo das perdas para os condutores (c) e (c+1), para os tempos (t) e (t+1), em função do fluxo de potência passante.

Cada uma das curvas é linearizada por trechos, a fim de serem utilizadas no modelo de Gonen e Foote[32]. Para cada condutor, nas situações em que o período de estudo for menor que a vida útil dos condutores, a curva do último ano do período de estudo deve incluir os valores presentes de todos os custos de perdas desde este ano até o fim da vida útil.

Em El-Kady[35], os custos variáveis foram divididos em duas parcelas: custos das perdas elétricas e custos de operação e

manutenção. O estudo das perdas elétricas de cada condutor pode ser linearizado por trechos ou em forma de degraus ("steps") por trechos, como no Caso 3 mostrado no Apêndice I. Como o modelo é dinâmico, várias curvas de custo, correspondendo aos diversos períodos de tempo, são necessárias.

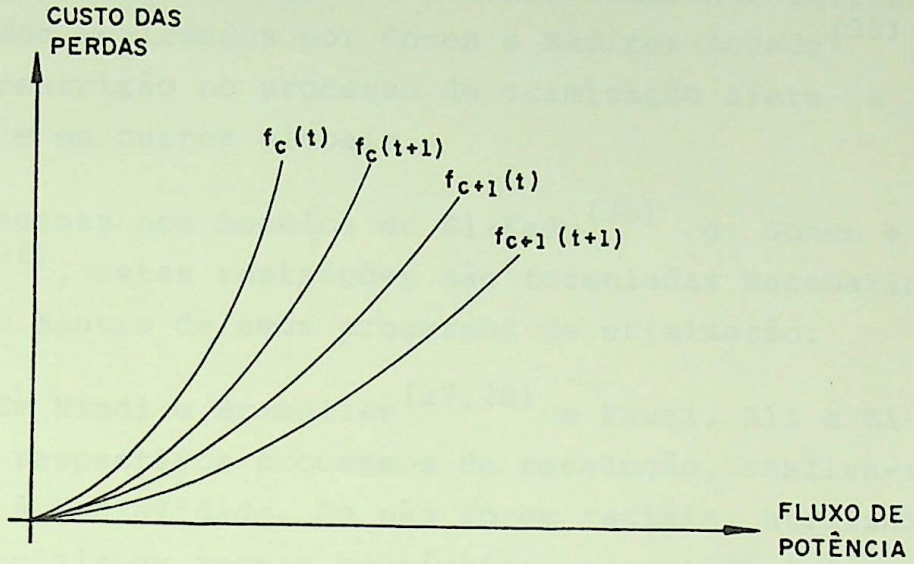


Figura 3.3 - Curvas de custos das perdas em função do tempo e da seção transversal do condutor

Em Gonen e Ramirez-Rosado[37,38], os custos variáveis referentes aos custos das perdas elétricas são obtidas através de linearizações de um termo quadrático.

O modelo de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] é o único que utiliza uma função-custo não-linear. Para os custos das perdas elétricas, é utilizada uma relação quadrática com a potência do elemento, podendo entretanto,serem utilizadas outras funções.

3.4.2.4 - Restrições consideradas

Em todos os modelos, assegura-se o atendimento de toda a carga prevista, dentro dos limites de capacidade de suprimento das subestações e dos limites de capacidade de transporte de corrente dos condutores.

Existem variações quanto à consideração ou não das restrições de radialidade da rede e quedas de tensão nos alimentadores.

A restrição de radialidade da rede é importante porque os sistemas de distribuição radiais com chaves de interligação para remanejamentos de carga são os mais comumente utilizados. Segundo estudos realizados por Gonen e Ramirez-Rosado[38], a inclusão desta restrição no processo de otimização afeta a estrutura do sistema e os custos globais.

Apenas nos modelos de El-Kady[35] e Gonen e Ramirez-Rosado[37,38], estas restrições são formuladas matematicamente para inclusão dentro de seus processos de otimização.

Em Hindi e Brameller[27,28] e Fawzi, Ali e El-Sobki[34], durante os respectivos processos de resolução, analisa-se as redes quanto à radialidade. Se não forem radiais, utilizam-se algoritmos especiais ou regras heurísticas para obtê-las.

Nos modelos de Wall, Thompson e Northcote-Green[29], de Thompson e Wall[30] e de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36], após a obtenção da solução ótima, os nós devem ser analisados com o objetivo de detectar soluções não-radiais. Como nestes modelos um nó representa a carga de toda uma quadrícula, que é constituída normalmente de vários consumidores, é possível alimentá-los a partir de duas diferentes fontes e a solução continuar a ser radial, pela instalação de chaves em locais apropriados.

Para exemplificar, considere-se o nó mostrado na Figura 3.4, com uma demanda local de 2000 unidades de potência, que está sendo alimentado pelas subestações 1 e 2, fornecendo respectivamente, 3800 e 500 unidades.

Neste caso, a solução pode ser radial, pois o fluxo de potência oriundo da subestação 2(500) é menor que a demanda local (2000) e a quadrícula é constituída de diversos consumidores. As primeiras 500 unidades da demanda local serão supridas pela subestação 2 e o restante da carga (2000 - 500), pela subestação 1. O restante do fluxo de potência (3800 - 200 + 500) será transferido

para outros nós. Torna-se necessário, contudo, instalar chaves em locais apropriados na quadrícula, a fim de separar a carga de cada subestação.

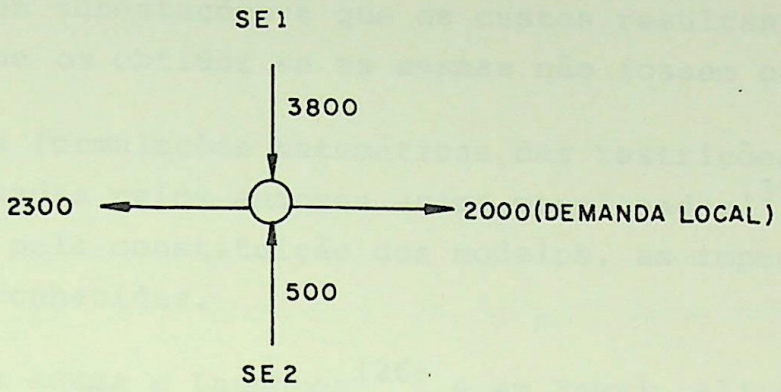


Figura 3.4 - Solução radial

Em situações como a mostrada na Figura 3.5, as soluções não se tornarão radiais, pois os fluxos de potência procedentes das duas subestações (2100 e 2200) são maiores que a demanda local (2000). Nestas situações, não é possível instalar chaves , de modo a tornar a rede radial. Neste caso, uma regra heurística que poderia ser usada para obter uma rede radial é eliminar o arco transportando a menor carga e recomputar a solução.

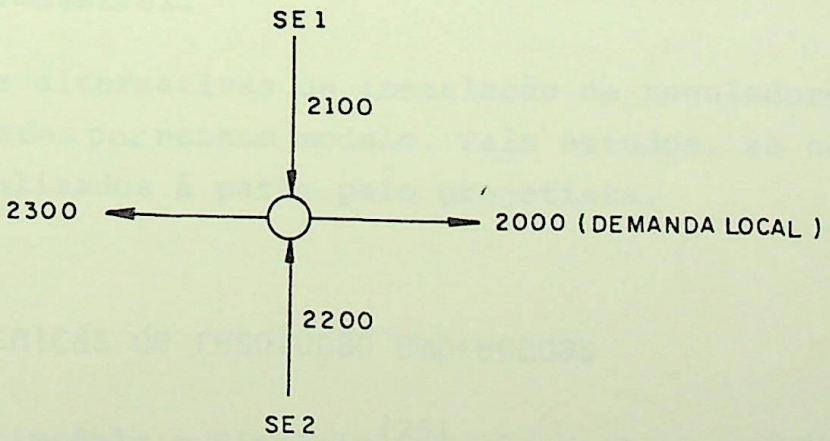


Figura 3.5 - Solução não-radial

As restrições de quedas de tensão, por sua vez, podem ser incluídas explicitamente na otimização somente nos modelos de

El-Kady[35], de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38].

Gonen e Ramirez-Rosado[37,38] afirmam que a inclusão destas restrições influencia o dimensionamento e caminhamento dos alimentadores e consequentemente, as áreas de influência e dimensionamento das subestações e que os custos resultantes poderão ser maiores do que os obtidos se as mesmas não fossem consideradas.

As formulações matemáticas das restrições de quedas de tensão utilizadas pelos autores acima mencionados[35-38] são lineares pois, pela constituição dos modelos, as impedâncias dos condutores são conhecidas.

Em Adams e Laughton[26] e em Fawzi, Ali e El-Sobki[34], obtida a solução, os níveis de tensão são calculados e verificados. Em Adams e Laughton[26], se uma solução possuir níveis fora dos permissíveis, outras soluções quase-ótimas geradas são analisadas. Em Fawzi, Ali e El-Sobki[34], se isto acontece, as seções transversais dos condutores são aumentadas sistematicamente a partir da subestação, mantendo-se invariável o caminhamento. Entretanto, melhores resultados poderiam ser obtidos, variando-se simultaneamente o caminhamento e as seções transversais.

Em Grimsdale e Sinclair[25], os alimentadores são dimensionados para trabalharem bem próximos ou no limite da queda de tensão permissível.

As alternativas de instalação de reguladores de tensão não são estudadas por nenhum modelo. Tais estudos, se necessários, devem ser realizados à parte pelo projetista.

3.4.2.5 - Técnicas de resolução empregadas

Grimsdale e Sinclair[25] não utilizam nenhuma técnica de programação matemática; apenas tornam possível analisar um número grande de alternativas. A técnica de resolução consiste das seguintes etapas:

a) cálculo do número necessário de subestações;

b) seleção de posições iniciais para as subestações , ignorando o traçado de ruas;

c) seleção de locais práticos possíveis na vizinhança das posições teóricas calculadas na etapa anterior;

d) determinação do projeto inicial dos alimentadores , considerando o traçado das vias públicas e utilizando o critério do menor caminho;

e) aperfeiçoamento do projeto visando obter a configuração mais barata de condutores e considerar os limites permissíveis de quedas de tensão;

f) tomando-se outros locais práticos para as subestações , as etapas (d) e (e) são novamente processadas, de modo a obter novas configurações, selecionando-se, então, aquela que produzir os menores custos;

g) a critério do planejador e dependendo da dimensão da área de estudo, todo o procedimento acima descrito poderá ser repetido para diferentes números de subestações próximos ao calculado, objetivando uma análise de sensibilidade.

Todos os demais modelos, excetuando-se os de Wall, Thompson e Northcote-Green[29] e de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36], são formulados como problemas de programação inteira-mista. A predominância deste tipo de formulação reside na facilidade de representar as variáveis inteiras 1 e 0 como decisões de selecionar ou não uma obra de expansão.

O modelo de Wall, Thompson e Northcote-Green[29] é formulado como um problema de transferências limitadas ("capacitated transhipment problem") (vide Apêndice II) de programação linear. Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] constroem um problema de programação não linear, que inclue funções de decisão contínuas , com a mesma finalidade das variáveis 0 e 1. Estes autores afirmam que tal procedimento leva a uma redução do número de variáveis en

volvidas, se comparado com os modelos que utilizam variáveis discretas.

Nos modelos de Adams e Laughton[26], de Hindi e Brameller[27,28], de Thompson e Wall[30], de Gonen e Foote[31,32], de Sun et al.[33], de Fawzi, Ali e El-Sobki[34] e de El-Kady[35] são utilizados processos "branch and bound" (vide Apêndice III) para fixar cada uma das variáveis inteiras. Os processos iniciam-se com todas estas variáveis iguais a zero, dando origem a uma árvores de enumeração onde, em cada vértice, fixa-se uma delas. Na maioria dos modelos, o problema a ser resolvido em cada vértice é um problema de transferências ("transhipment problem") (vide Apêndice II).

Cada um dos processos "branch and bound" utiliza um critério diferenciado para a seleção do próximo nó a ramificar e para a seleção da próxima variável inteira a ser fixada. Estes critérios estão relacionados à eficiência computacional dos métodos, uma vez que determinam o crescimento da árvore de enumeração.

Para a resolução de seus modelos, Adams e Laughton[26], Gonen e Foote[31,32], Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e Gonen e Ramirez-Rosado[37,38] utilizaram pacotes de programação matemática disponíveis comercialmente.

3.4.2.6 - Locação de subestações

Apenas o trabalho de Grimsdale e Sinclair[25] aborda o aspecto da determinação física das localizações das subestações dentro da área de estudo.

Inicialmente, é utilizada uma equação prática para calcular o número aproximado de subestações para a área. A Figura 3.6 mostra um diagrama esquemático do processo.

As posições iniciais para as subestações correspondem às localizações das mesmas para a primeira iteração do processo.

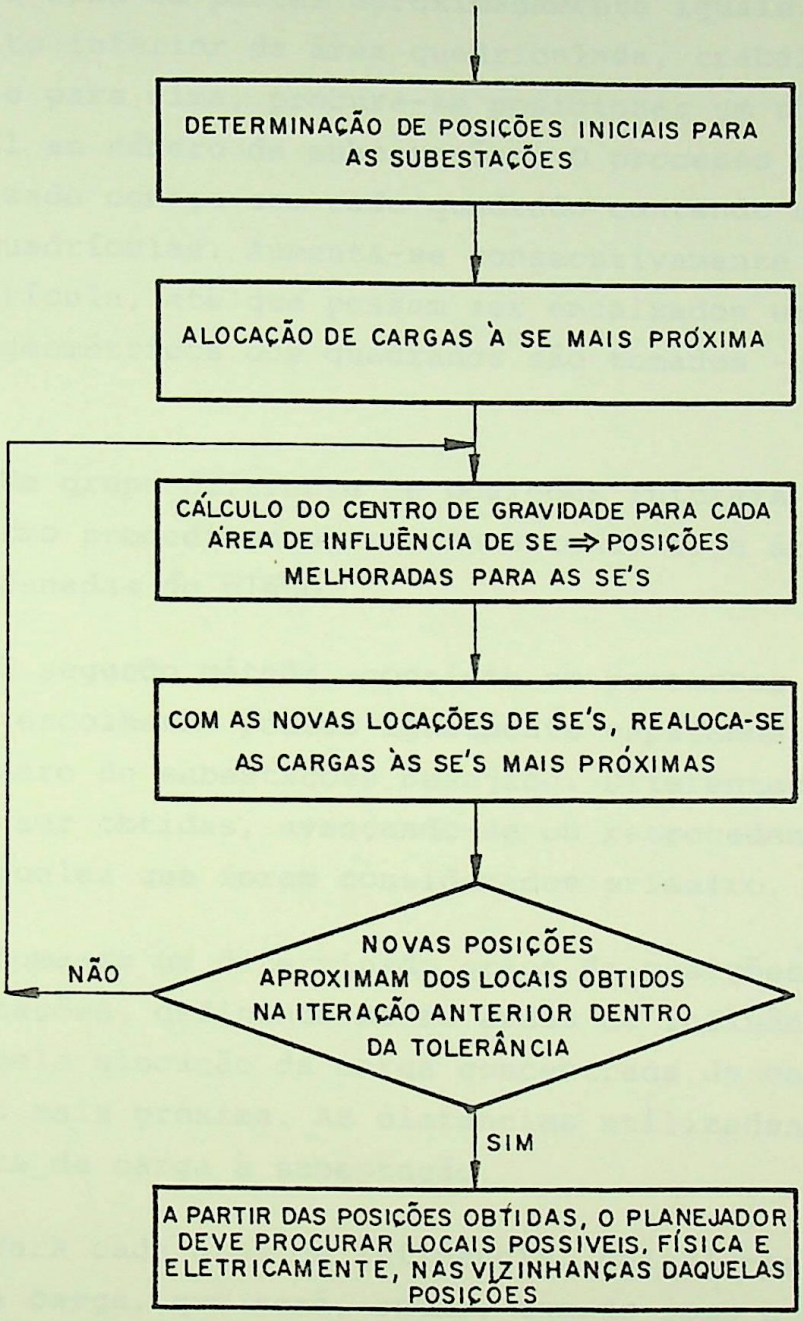


Figura 3.6 - Diagrama de blocos do processo de determinação das locações físicas das subestações de Grimsdale e Sinclair[25]

Pode-se utilizar dois métodos para a sua obtenção:

- técnica de extração de quadrados;
- método da divisão da linha que delimita a área.

A técnica de extração de quadrados baseia-se na idéia de dividir a área em partes aproximadamente iguais. A partir do canto direito inferior da área quadriculada, trabalhando-se para a esquerda e para cima, procura-se posicionar um número de quadrados igual ao número de subestações. O processo de esquadrinhamento utilizado começa com cada quadrado contendo um determinado número de quadrículas. Aumenta-se consecutivamente cada quadrado de uma quadrícula, até que possam ser encaixados em toda a área. Os centros geométricos dos quadrados são tomados como posições iniciais.

Um grupo diferente de posições iniciais pode ser obtido com o mesmo procedimento, mas invertendo-se a área, pela troca das coordenadas do plano.

O segundo método, consiste em percorrer a linha limite da área, escolhendo pontos igualmente espaçados e em número igual ao número de subestações desejado. Diferentes posições iniciais podem ser obtidas, avançando-se ou retrocedendo-se os pontos junto àqueles que foram considerados primeiro.

Toma-se um determinado grupo de posições iniciais para as subestações, definindo-se as áreas de influência de cada uma delas, pela alocação da carga concentrada de cada quadrícula à subestação mais próxima. As distâncias utilizadas são aquelas em linha reta da carga à subestação.

Para cada área de influência, calcula-se o centro de gravidade da carga, que será, então, tomado como a nova posição da subestação. Todo o processo é repetido para esta nova posição e assim sucessivamente, até que não haja diferença significativa nas posições das subestações para duas iterações consecutivas.

As posições assim determinadas são teóricas, pois não se leva em consideração a disponibilidade de terrenos, facilida

des de acesso de linhas de transmissão ou subtransmissão, acidentes geográficos, etc. Assim, com base nos locais teóricos, o projetista faz um estudo, sugerindo para cada um deles, locais práticos possíveis.

Conforme apresentado no item 3.4.2.5, a configuração de alimentadores deve ser obtida para diferentes grupos de locais práticos de subestações. Aquele grupo que produzir os menores custos será o selecionado.

Nos demais modelos, as localizações físicas das subestações devem ser conhecidas. Os processos de otimização selecionam, dentre as diversas possibilidades, aquelas que sejam mais adequadas.

O modelo de Wall, Thompson e Nothcote-Green[29] não se mostra adequado à escolha de alternativas de construção de novas subestações, pois os custos fixos referentes à sua construção e instalação não são incluídos na função-objetivo.

3.4.2.7 - Dimensionamento de subestações

No modelo de Grimsdale e Sinclair[25], o dimensionamento das subestações não é direto. Ao final do processo, tem-se definidas as melhores localizações para a construção de subestações, assim como a configuração de alimentadores. A carga total de cada subestação, obtida agregando-se as cargas de cada trecho de alimentador componente de sua área de influência, fornecerá ao planejador subsídio para a definição de sua capacidade nominal.

Quanto aos demais modelos, alguns permitem a avaliação simultânea de diversas capacidades para as subestações[31,32,35-38] e outros avaliam apenas uma capacidade para cada subestação por vez.[27-30,33,34]

Naqueles em que diversas capacidades são avaliadas simultaneamente, os dados de entrada a serem fornecidos pelo usuá

rio são as capacidades possíveis para as novas subestações e as diversas alternativas de ampliação para as existentes. Através de adequadas variáveis de decisão, ao final dos respectivos processos, tem-se definidas as melhores capacidades para cada subestação.

Naqueles modelos que analisam por vez apenas uma capacidade para cada subestação, torna-se necessário executar diversas vezes os processos de otimização, para que outras capacidades sejam avaliadas. Tal procedimento pode não resultar em valores ótimos.

3.4.2.8 - Caminhamento de alimentadores

Em Grimsdale e Sinclair[25], o estudo dos alimentadores é realizado após a etapa de obtenção dos locais práticos de instalação das subestações. Toma-se, inicialmente, aqueles locais mais próximos dos locais teóricos calculados, alocando-se cada trecho de alimentador à subestação mais próxima, procurando minimizar os comprimentos totais. A partir da configuração assim obtida, calcula-se as seções transversais de cada trecho. Todo o procedimento deve ser repetido para diferentes locais de instalação das subestações, selecionando-se aqueles locais e configuração de alimentadores que produzirem os menores custos.

Em todos os demais modelos, a cada segmento de alimentador já existente ou considerado para adição, corresponde uma variável de otimização, de modo que ao final dos processos, os trechos ótimos são selecionados.

A configuração de alimentadores obtida será mais ou menos aproximada, dependendo da representação dos ramos e nós utilizada em cada modelo. Naqueles modelos que utilizam os centros geométricos das quadrículas como nós, a configuração será mais aproximada do que naqueles que consideram o traçado das vias públicas.

O caminhamento de alimentadores, como visto anterior

mente, é influenciado pela inclusão de restrições de quedas de tensão e radialidade da rede, bem como pela utilização de modelos pseudo-dinâmicos ou dinâmicos.

3.4.2.9 - Dimensionamento de alimentadores

Os estudos de caminhamento e dimensionamento de alimentadores podem ser realizados pela otimização dos custos das subestações separadamente da otimização dos custos dos alimentadores[25,34] ou pela otimização simultânea destes dois termos de custo.[27-33,35-38]

Em Grimsdale e Sinclair[25], calcula-se, inicialmente, as seções transversais teóricas de cada trecho por um método simplificado, que considera os nós terminais do alimentador com uma queda de tensão igual ao valor máximo permissível. A partir das seções transversais teóricas, toma-se, para cada trecho, poucas seções padronizadas contidas na vizinhança dos valores teóricos, procedendo-se à avaliação dos níveis de tensão e dos custos globais. Seleciona-se aquelas seções transversais que produzirem valores de quedas de tensão permissíveis e menores custos.

Obtidas as seções para cada trecho, faz-se um estudo para definir os trechos de interligações, que deverão possuir capacidade suficiente para transportar parte da carga de cada subestação, caso haja perda de alguma unidade transformadora. Procura-se definir seções transversais maiores para tais trechos, buscando obter menores custos.

Em alguns modelos[32,35-38], as seções transversais adequadas para cada trecho são obtidas diretamente dos respectivos processos de otimização. Uma característica comum a estes modelos é o tratamento dinâmico do problema.

Em outros modelos[26-31,33,34], o dimensionamento dos trechos de alimentadores não é obtido diretamente. Como nestes modelos as variáveis de otimização são os fluxos de potência em cada segmento de alimentador, pode-se relacioná-los às curvas de

custo dos condutores utilizadas para cada um, de modo a obter as seções transversais mais econômicas correspondentes.

Contudo, para estes modelos, estudos de dimensionamento mais completos deveriam ser realizados posteriormente, quando seriam incluídas as restrições de quedas de tensão. Hindi e Brameller[27,28], após realizarem diversos estudos com seu modelo, concluíram que efetuar o dimensionamento para as seis melhores configurações geradas, conduz a uma solução ótima. Este resultado não pode, entretanto, ser generalizado para os demais modelos.

De todos os modelos, apenas os de Gonen e Foote[31,32] consideram explicitamente a possibilidade de recondutoramento de alimentadores.

3.4.3 - Subsistema Alimentador

No item 3.4.2 foram abordados trabalhos que apresentam métodos e modelos para a definição das subestações e configuração de alimentadores primários. Como entretanto, apenas alguns deles tratam do dimensionamento dos trechos de alimentadores, torna-se necessário nos demais, realizar estudos posteriores. Nestes casos, pode-se recorrer a métodos tais como aqueles a serem aqui descritos.

Os trabalhos aqui abordados como subsistema alimentador possuem abrangência restrita, limitando-se normalmente a um único alimentador e como tal, aplicando-se preferencialmente à fase de projetos (curto-prazo).

Selecionou-se os trabalhos de Snelson e Carson[40], de Hindi, Brameller e Haman[41], de Ponnavaikko e Prakasa Rao[42,43], de Fawzi, Ali e El-Sobki[44], de Nagendra Rao[45] e de Walkden[46], todos eles apresentando modelos estáticos, abrangendo um único estágio do tempo.

Em Hindi, Brameller e Hamam[41] diferenciam-se dois modelos:

1) modelo também apresentado em Hindi[28], no qual um ramo pode conter mais de uma seção transversal de condutor;

2) modelo onde as seções transversais dos condutores podem variar apenas de ramo para ramo.

Por sua vez, Fawzi, Ali e El-Sobki[44] apresentam três modelos:

1) aquele em que o alimentador é representado simplificadamente, com o tronco sendo uma linha reta partindo da subestação e os ramais perpendiculares a ele, alimentando cada uma das cargas;

2) modelo de formulação linear;

3) modelo de formulação não-linear.

3.4.3.1 - Modelagem dos alimentadores

Todos os trabalhos, excetuando-se o de Ponnavaikko e Prakasa Rao[42], apresentam formulações matemáticas apenas para um único alimentador. Valores mínimos para a função-objetivo são obtidos utilizando-se seções transversais decrescentes dos condutores, a partir da subestação. Dentre estes modelos, os de Snelson e Carson[40], de Hindi, Brameller e Haman[41] e de Walkden[46] consideram a possibilidade de um mesmo ramo conter mais de uma seção transversal. No demais, isto só é permitido para ramos diferentes.

O trabalho de Ponnavaikko e Prakasa Rao[42], por sua vez, abrange a área de influência de uma subestação, mas utilizando uma mesma seção transversal para todos os alimentadores. Assume-se densidade de carga uniforme dentro da área, com cargas iguais para todos os consumidores. É, pois, uma abordagem mais simplificada que as demais, que consideram a distribuição não-uniforme das cargas ao longo dos alimentadores, sejam cargas distribuídas ou concentradas.

Como em Fawzi, Ali e El-Sobki[44] é abordado também o

caminhamento do alimentador, diferentemente dos demais, os nós são definidos através de suas coordenadas no plano.

Em Snelson e Carson[40], Hindi, Brameller e Hamam[41] e Walkden[46], os ramos correspondentes aos trechos existentes de alimentador podem ser considerados.

3.4.3.2 - Função a minimizar

Excetuando-se o modelo de Walkden[46], que procura minizar o volume total de condutores, todos os demais buscam a minimização do custo total. Em Ponnavaikko e Prakasa Rao[42], além dos custos dos alimentadores, os custos da subestação são também incluídos.

Os custos das perdas elétricas são considerados em todos eles, seja explicitamente ou seja através da utilização da capacidade econômica ao invés da capacidade térmica dos condutores, caso esta seja maior que aquela.

Capacidade econômica de um determinado condutor (c) é a corrente circulante pelo mesmo, acima da qual, torna-se mais econômico utilizar o próximo maior condutor (c+1), pois o seu custo total (custo do condutor mais custo das perdas) tornar-se-á maior que o custo total com o condutor (c+1). É assim, dada por:

$$I_{Ec} = \sqrt{\frac{C_{c+1} - C_c}{3.C_L.(r_c - r_{c+1})}} \qquad (3.5)$$

onde I_{Ec} = capacidade econômica do condutor (c);

C_{c+1} e C_c = custo por unidade de comprimento dos condutores (c+1) e (c), respectivamente;

r_{c+1} e r_c = resistência por unidade de comprimento por fase dos condutores (c+1) e (c), respectivamente;

C_L = custo capitalizado das perdas ao longo da vida do alimentador, por unidade de perda, quando em carga de projeto.

Em Walkden[46], a minimização do volume total de condutores corresponderá à minimização de custos, quanto mais linear for a relação do custo total dos condutores com as áreas de suas seções transversais.

A função-custo desenvolvida por Ponnavaikko e Prakasa Rao[43] e também utilizada por Nagendra Rao[45], leva em consideração os efeitos do crescimento de carga, do aumento do fator de carga e da variação no custo da energia, sobre o custo das perdas de energia. O crescimento de carga, entretanto,é incluído através do uso de uma taxa de crescimento única para todo o alimentador . Os fatores de carga futuros são determinados através do método de Scheer[47], cujos detalhes poderão ser encontrados no Capítulo IV, item 4.2.1.2.

3.4.3.3 - Restrições de projeto

As restrições dos limites máximos permissíveis de quedas de tensão são consideradas em todos os modelos. Os limites de capacidade térmica dos condutores também o são, excetuando-se nos modelos de Ponnavaikko e Prakasa Rao[43] e Nagendra Rao[45].

As duas restrições podem ser consideradas simultaneamente,como em Hindi, Brameller e Hamam(2)[41],ou em duas etapas distintas, mas interrelacionadas, como em Snelson e Carson[40],em Hindi, Brameller e Hamam(1)[41] e em Ponnavaikko e Prakasa Rao[42]. Em Fawzi, Ali e El-Sobki[44], as seções transversais dos condutores são assumidas previamente, com as restrições de quedas de tensão sendo verificadas ao final para os modelos (1) e (3) ou incluídas no processo de otimização, como no modelo (2).

3.4.3.4 - Procedimentos de resolução empregados

O processo de resolução de Snelson e Carson[40] fundamenta-se no aumento em custo e consequente redução nas quedas de tensão provocados por aumentos nas seções transversais dos condutores.

Utilizando seções transversais padronizadas, determina-se, inicialmente, um projeto que satisfaça os limites térmicos ou as capacidades econômicas dos condutores, calculando-se, em seguida, as quedas de tensão em cada terminação. Se os limites permissíveis são ultrapassados, a seção transversal será aumentada no ramo que possuir o maior valor da relação do aumento em custo pela redução da queda de tensão, provocados por um incremento na seção transversal. Efetuado o aumento na seção transversal do ramo, recalcula-se as quedas de tensão, repetindo-se todo o o processo até que todos os limites estejam dentro dos especificados.

Em Hindi, Brameller e Hamam(1) [41], define-se, inicialmente, um projeto que satisfaça as capacidades térmicas dos condutores, resolvendo-se, em seguida, um problema de programação linear sujeito às restrições de quedas de tensão. Pode-se utilizar um método simplex revisado ou a resolução do problema dual, sendo este último mais eficiente.

O problema de programação inteira 0-1 de Hindi, Brameller e Hamam(2) [41], com restrições dos limites de capacidade térmica e quedas de tensão pode ser resolvido utilizando-se enumeração implícita ou técnica "branch and bound", sendo esta mais eficiente.

No modelo de Fawzi, Ali e El-Sobki(1) [44], o comprimento do tronco é assumido constante, de modo que a única variável de otimização será a direção do alimentador, sendo o processo resolvido iterativamente. Este modelo, entretanto, não fornece uma solução prática, pois como para cada carga deve-se construir um ramal de alimentação, os custos serão relativamente altos.

A função-custo, bem como as restrições de quedas de tensão são consideradas lineares com relação aos comprimentos dos ramos, de modo que em Fawzi, Ali e El-Sobki(2) [44], um pacote de programação linear é utilizado para a resolução. Como, entretanto, as restrições são insuficientes para representar a rede, o projeto resultante pode possuir trechos não conectados e, dependendo da dimensão do problema a ser resolvido, o caminhamento do alimentador pode ser altamente irregular.

A função-custo não-linear de Fawzi, Ali e El-Sobki(2) [44]

é resolvida por uma técnica de programação não-linear. Para facilitar a resolução, as seções transversais dos condutores são assumidas a priori, as restrições de quedas de tensão não são incluídas, cargas próximas são agrupadas em cargas equivalentes e cargas muito pequenas são eliminadas do processo. Para obter resultados satisfatórios é necessário ter um projeto preliminar, ainda que aproximado, tal como aquele modelo de linha reta e ramais perpendiculares.(44)

Em Ponnavaikko e Prakasa Rao(42), através da minimização da soma dos investimentos (alimentadores, subestações e circuitos de subtransmissão) e das perdas de energia, determina-se os valores das superfícies das áreas de influência das subestações e dos alimentadores primários e secundários. As quedas de tensão são calculadas e as áreas ótimas recalculadas até que os limites de tensão sejam obedecidos. Com as áreas ótimas definidas, calcula-se a capacidade ótima da subestação, o número e o limite de transporte de carga dos alimentadores. Repete-se todo o processo descrito para várias seções transversais, selecionando-se aquela que produzir os menores custos.

O modelo de Ponnavaikko e Prakasa Rao(43) é resolvido por programação dinâmica. Os fluxos de corrente nos segmentos são obtidos distribuindo-se o valor da queda de tensão máxima permissível proporcionalmente ao produto carga e distância de cada segmento.

Dada a complexidade e requisitos computacionais da programação dinâmica, Nagendra Rao(45) desenvolveu um método bem mais simples para resolver o mesmo problema, baseando-se no fato de que menores custos são obtidos para seções transversais decrescentes a partir da subestação. Definido o projeto, se os valores das quedas de tensão estiverem fora dos permissíveis, as seções transversais são aumentadas, utilizando um processo análogo àquele de Snelson e Carson(40).

Assumindo a queda de tensão como único fator limitante de projeto e as seções transversais variando continuamente, em Walkden(46), inicialmente, procura-se obter uma estimativa da dis

tribuição das quedas de tensão ao longo do alimentador, de modo a tornar mínimo o volume de condutores. A partir destas estimativas, define-se um projeto utilizando seções transversais discretas e que satisfaçam os limites de tensão e capacidade térmica dos condutores. Em seguida, refinamentos no projeto são feitos de modo a minimizar o volume total de condutores.

3.4.3.5 - Estudos comparativos

Alguns autores realizaram estudos comparativos entre os resultados obtidos com seus métodos e aquele de Snelson e Carson[40].

O modelo de Hindi, Brameller e Hamam(1)[41], segundo os autores, produziu resultados dentro de uma tolerância de 1% com relação ao de Snelson e Carson[40]. Os autores atribuem as diferenças à maneira com que os fatores de diversidade e desbalanço das cargas são considerados.

Em Walkden[46], os custos obtidos foram praticamente iguais, mesmo quando a relação entre os custo do condutor e a área de sua seção tranversal desviava um pouco da linearidade. Walkden[46] afirma que o modelo de Snelson e Carson[40] é uma método testado e provado, mas que algumas vezes é lento para convergir, o que não acontece com o seu modelo. Além disso, o programa é compacto podendo, inclusive ser implementado em microcomputadores.

O método de Nagendra Rao[45], comparativamente ao de Ponnavaikko e Prakasa Rao[43], pode ser empregado para redes de maiores dimensões e é fácil de ser implementado computacionalmente, podendo até mesmo, sê-lo em uma pequena calculadora programável.

3.4.4 - Considerações Gerais sobre Técnicas de Otimização Aplicadas ao Planejamento

Resumos comparativos das três classificações abordadas podem ser vistos nos Quadros 3.1. e 3.2.

	Adams e Laughton[19]	Masud[20]	Masud[21]	Crawford e Holt[22]	Grimsdale e Sinclair[25]	Adams e Laughton[26]	Hindi e Brameller[27,28]	Wall, Thompson e Northcote-Green[29]	Thompson e Wall [30]	Gonen e Foote[31]	Gonen e Foote[32]	Sun et al.[33]	Fawzi, Ali e El-Sobki[34]	El-Kady[35]	Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36]	Gonen e R.Rosado[37,38]
Modelo Estático					X	X	X	X	X	X			X			
Modelo Pseudo-Dinâmico	X	X	X	X								X				
Modelo Dinâmico			X			X					X			(a)	X	X
Subestações: Custos Fixos							X		X	X	X	X	X	X	X	X
Custos Variáveis							X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Localização				X	X		X		X	X	X	X	X	X	X	X
Dimensionamento		X	X							X	X		(b)	X	X	X
Alimentadores: Custos Fixos						X	X			X	X	X	(b)	X	X	X
Custos Variáveis						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Caminhamento `					X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Dimensionamento					X						X			X	X	X
Restrição de Radialidade							(d)	(c)	(c)				(c)	X	(c)	X
Restrição de Queda de Tensão						(e)							(e)	(a)	X	X
Programação Inteira		X	X													
Programação Inteira-Mista							X		X	X	X	X	X	X		X
Programação Dinâmica	X															
Programação Não-Linear															X	
Algoritmo "branch and bound"							X	X	X	X	X	X	X	X		
Problema de Transporte				X												
Problema de Transferências Limitadas							X	X	X			X	X			
Uso de Pacote de Programação Comercial						X				X	X				X	X

(a) - Apenas para as sub-redes

(b) - Não simultaneamente com os das subestações, mas em duas etapas distintas

(c) - A radialidade é verificada, utilizando-se necessário, regras heurísticas para obter rede radial

(d) - A radialidade e forçada dentro do processo "branch and bound"

(e) - As quedas de tensão são verificadas no final

QUADRO 3.2 - Resumo comparativo dos modelos do subsistema alimentador

	Snelson e Carson[40]	Hindi, Brameller e Hamam(1)[41]	Hindi, Brameller e Hamam(2)[41]	Ponnavaikko e Prakasa Rao[42]	Ponnavaikko e Prakasa Rao[43]	Fawzi, Ali e El-Sobki(1)[44]	Fawzi, Ali e El-Sobki(2)[44]	Fawzi, Ali e El-Sobki(3)[44]	Nagendra Rao[45]	Walkden[46]
Modelo Estático	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Alimentador Único	X	X	X		X	X	X	X	X	X
Área de Serviço de SE				X						
Ramo - várias seções transv.	X	X								X
Ramo - uma seção transversal			X		X	X	X	X	X	
Seção Transversal Única				X						
Minimizar Custos	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Minimizar Volume de Condutores										X
Restrição de Queda de Tensão	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Restrição Limite Térmico Condut.	X	X	X	X		X	X	X		X
Processo Iterativo	X			X		X				X
Programação Linear		X					X			
Programação Inteira 0-1			X							
Programação Dinâmica					X					
Programação Não-Linear								X		

Pelo exposto nos itens 3.4.1 e 3.4.3, verifica-se que cada um dos modelos mostra-se adequado, por suas características, a estudos específicos do planejamento. Nenhum deles é suficientemente abrangente para que possa ser considerado completo.

Os modelos abordando o subsistema subestação e alimentador têm apresentado aperfeiçoamentos progressivos com relação à modelagem da rede e do problema: a representação dos custos fixos e variáveis para todos os elementos do sistema (subestações e alimentadores), o aspecto dinâmico do problema, as restrições de quedas de tensão e de radialidade da rede, a possibilidade de ampliação de subestações existentes, bem como outros aspectos.

Contudo, quanto mais precisa a modelagem, maiores serão os esforços computacionais requeridos, o que se traduz, imediatamente, na limitação das dimensões das redes a analisar.

Apresenta-se, a seguir, os resultados computacionais de exemplos processados com alguns dos modelos abordados, bem como as limitações observadas por alguns dos autores.

As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam, respectivamente, os resultados computacionais dos trabalhos de Wall, Thompson e Northcote-Green[29] e de Thompson e Wall[30], os quais são bastante satisfatórios.

TABELA 3.1 - Resultados computacionais do modelo de Wall, Thompson e Northcote-Green[29]

Nº DE NÓS DE DEMANDA	Nº DE SEGMENTOS DE ALIMENTADORES (APROXIMADO)	Nº DE SUBESTAÇÕES	TEMPO DE OTIMIZAÇÃO*
184	275	3	0,106
381	560	5	0,324
981	1376	22	0,662

*Em segundos de CPU no computador CDC 7600

TABELA 3.2 - Resultados computacionais do modelo de Thompson e Wall[30]

Nº DE LOCAIS DE SUBESTAÇÕES	Nº DE NÓS	Nº DE LINHAS	TEMPO DE OTIMIZAÇÃO*
3	41	61	0,55
6	840	1414	1,40
10	840	1414	3,80
30	41	61	1,91

*Em segundos de CPU no computador CDC 7600

Os modelos de Gonen e Foote[31,32] são relativamente completos, mas possuem tempos de processamento elevados. A Tabela 3.3 apresenta alguns resultados para o modelo de Gonen e Foote[31].

TABELA 3.3 - Resultados computacionais do modelo de Gonen e Foote[31]

Nº DE SUBESTAÇÕES		Nº DE NÓS DE DEMANDA	Nº DE ALIMEN. EXISTENTES	TEMPO DE CPU*
EXIST.	FUTURAS			
0	3	8	0	41,50
1	2	8	2	17,67
1	2	8	3	17,05

*Em minutos de CPU no IBM 370/158

Apenas para se ter uma idéia da complexidade do modelo dinâmico de Gonen e Foote[32], considere-se um caso com quatro locações de subestações, dez pontos de carga, oito possibilidades de incremento de capacidade e um período de estudo de três anos. Têm-se, neste caso, aproximadamente 3000 variáveis 0-1, 3000 variáveis contínuas e 8000 restrições. O software comercial utilizado produziu 112 minutos de CPU no IBM 370/168 para um problema de 2500 restrições, 3700 variáveis 0-1 e 13000 variáveis contínuas. Para o caso citado, como o número de restrições é maior (8000), o tempo de processamento provavelmente excederia os 112 minutos.

O programa desenvolvido por Sun et al.[33] tem capacidade para processar casos com 250 nós e 500 ramos, sendo que destes, um máximo de 200 ramos com parcelas de custos fixos. O tempo de execução varia de acordo com a relação do custo fixo para o custo variável e com a tolerância especificada para o ótimo. Um caso estático com 87 nós e 324 ramos, sendo 168 destes com custos fixos, leva um minuto de CPU no computador IBM 370/155, sendo necessárias 1129 execuções do problema de transferências.

O modelo proposto por Fawzi, Ali e El-Sobki[34] é executado em duas etapas distintas mas interrelacionadas, com a consideração dos custos fixos para os alimentadores apenas na segunda etapa. Um caso com 5 possíveis subestações, 145 pontos de carga e 210 possíveis ramos requereu, na primeira etapa, 15 execuções do programa de transferências, cada uma delas consumindo 0,1 segundos de CPU no IBM 370/3033. Na segunda etapa foram necessários cerca de 31 processamentos do modelo de transferências.

Uma vantagem deste modelo com relação ao de Sun et al.[33] é que o número de ramos com custos fixos não é limitado. Além disso, o número necessário de execuções do problema de transferências é menor.

A dimensão máxima da rede a ser manipulada pelo programa de El-Kady[35] varia com o grau de detalhamento da modelagem e o número de períodos de estudo, tal como ilustrado na Tabela 3.4.

TABELA 3.4 - Limitações do programa de El-Kady[35] para casos típicos

Número do caso	1	2	3
Número de períodos de tempo	1	1	10
Inclusão do custo das perdas	Não	Sim	Sim
Restrições de quedas de tensão	Não	Sim	Sim
Número de nós de demanda	900	650	95
Número de subestações possíveis	110	75	11
Unidades/subestação (médio)	1	1	4
Número de possíveis rotas de alim.	400	300	45
Grau de detalhe do modelo	1	2	3

- modelo de dimensionamento de subestações de Masud[20];
- modelo de transferência de carga de Masud[20];
- modelo de alimentador de Wall, Thompson e Northcote-Green[29];
- modelo de locação de subestações de Crawford e Holt[22].

Para a definição do número máximo necessário e das melhores localizações para as subestações, utilizar-se-ia o modelo de locação combinado com o modelo de alimentador. Avaliar-se-ia vários conjuntos e selecionar-se-ia aquele que produzisse os menores custos totais.

Se as projeções de carga fossem disponíveis apenas a nível de subestação, os modelos de dimensionamento de subestações e de transferência de carga seriam utilizados para gerar várias alternativas de expansão em cada nível de carga. Se as projeções de carga fossem disponíveis a nível de quadrículas, utilizar-se-ia o modelo de dimensionamento de subestações combinado com o modelo de alimentador.

Quando estivessem definidas, para cada ano, as diversas alternativas de expansão, realizar-se-ia um estudo dinâmico, selecionando-se o conjunto de obras que produzisse o menor valor atualizado total.

Entretanto, neste procedimento, as restrições de quedas de tensão e de radialidade da rede, não são tratadas durante os modelos de otimização. Se for necessário considerá-las, deve-se empreender estudos adicionais.

O dimensionamento dos alimentadores também não é tratado diretamente. Apenas os fluxos de potência de cada trecho estarão disponíveis.

3.5 - CONSIDERAÇÕES SOBRE CONFIABILIDADE E ANÁLISE ECONÔMICA

No item 3.4 foram apresentados métodos de planejamento designados aqui como "clássicos", pelo fato de não abordarem aspectos de confiabilidade durante a etapa de otimização. Além disso, com relação à análise econômica, aqueles métodos ou utilizam a minimização de custos a cada ano sem referenciar a um ano-base ou utilizam o método do valor presente ou valor atual, quando todos os termos de custo são transportados para o presente, pelo uso de uma taxa mínima de atratividade.

Nestes métodos clássicos, os estudos de confiabilidade devem ser realizados subsequentemente à minimização dos custos totais. Caso a solução analisada não seja satisfatória, efetuam-se alterações nas premissas, executando-se novamente o processo de otimização e em seguida os estudos de confiabilidade, tantas vezes quantas necessárias, até que a solução seja satisfatória. Um esquema representativo destes métodos clássicos encontra-se na Figura 3.7.

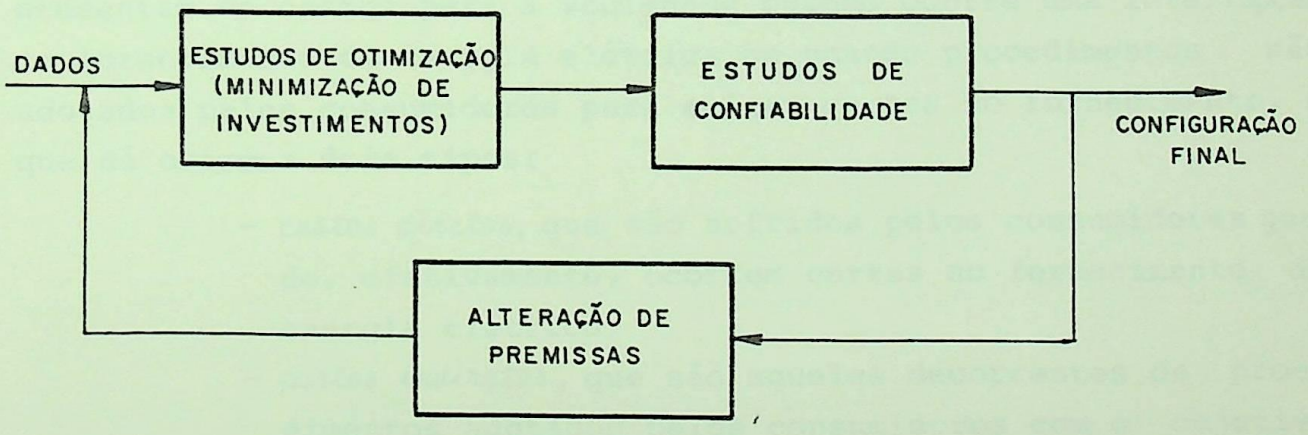


Figura 3.7 - Estudo sequencial otimização-confiabilidade (método clássico)

O inconveniente destes métodos clássicos está no fato de não haver garantia de que as soluções obtidas na etapa de minimização de investimentos situem-se na zona quase-ótima, para que os estudos de confiabilidade incidam sobre as melhores soluções do ponto de vista de investimentos e de operação do sistema.

Uma nova abordagem procura contornar este inconveniente, tratando alguns aspectos de confiabilidade durante a etapa de otimização. Dentre os trabalhos com tal abordagem, destacam-se os de Munasinghe[11-13], de Lemoine[51] e de Miranda[52], que serão vistos com maiores detalhes nos itens a seguir. A Figura 3.8 mostra um diagrama de blocos do método.

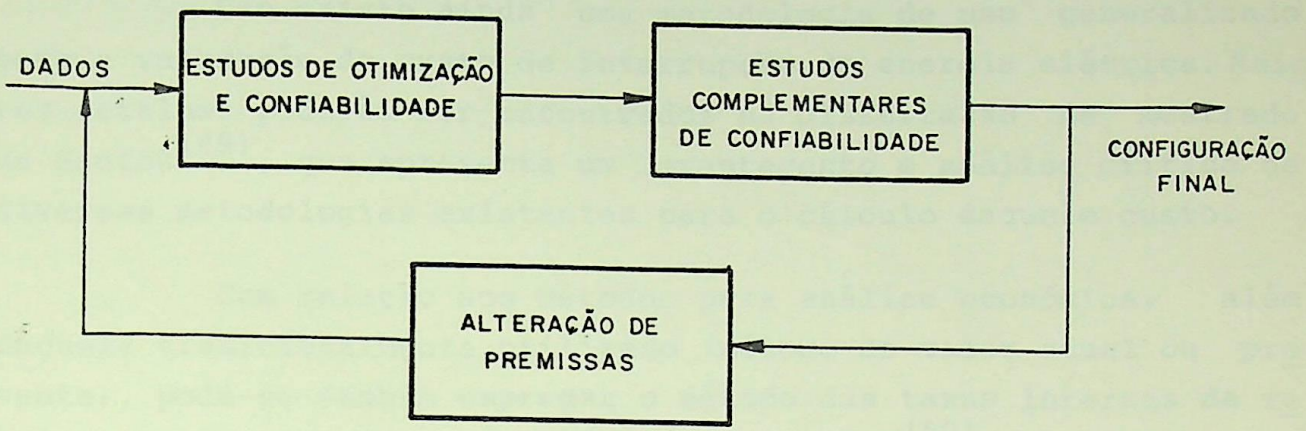


Figura 3.8 - Representação esquemática da nova metodologia

Neste contexto, é utilizado um novo conceito: o custo de interrupção de energia elétrica. Os custos de interrupção representam os custos para a sociedade quando ocorre uma interrupção no fornecimento de energia elétrica ou quando procedimentos são adotados pelos consumidores para evitar cortes no fornecimento, o que dá origem a dois tipos:

- *custos diretos*, que são sofridos pelos consumidores quando, efetivamente, ocorrem cortes no fornecimento de energia elétrica;
- *custos indiretos*, que são aqueles decorrentes de procedimentos adotados pelos consumidores com o objetivo de evitar interrupções no fornecimento de energia elétrica, dado que existe uma probabilidade das mesmas ocorrerem. Dentre tais procedimentos, pode-se citar a compra de fontes alternativas de energia e modificações no processo produtivo de modo a torná-lo menos susceptível às interrupções. Os custos indiretos dependerão do nível de confiabilidade da área, bem como do tipo de consumidor e de seu processo de produção.

Munasinghe[11-13] ressalta duas linhas de pensamento para a determinação dos custos de interrupção:

- estimar os custos baseado na disposição a pagar observada;
- estimar os custos em termos dos efeitos das interrupções sobre a produção de bens e serviços.

Não existe ainda uma metodologia de uso generalizado para a valoração do custo de interrupção de energia elétrica. Maiores detalhes poderão ser encontrados na dissertação de mestrado de Santos[49], que apresenta um levantamento e análise crítica de diversas metodologias existentes para o cálculo daquele custo.

Com relação aos métodos para análise econômica, além daquele tradicionalmente utilizado (método do valor atual ou presente), pode-se também empregar o método das taxas internas de retorno. Um exemplo é o trabalho de Menon e Rao[50] que utiliza o método das taxas internas de retorno financeiras e econômicas.

Apresentar-se-á a seguir, os trabalhos de Lemoine[51], Munasinghe[11-13], Miranda[52] e Menon e Rao[50] anteriormente citados.

3.5.1 - Lemoine[51]

Numa abordagem probabilística de planejamento de redes de distribuição, a solução ótima é aquela obtida da minimização de uma função-custo, constituída fundamentalmente das seguintes parcelas, em valores referenciados a um ano-base:

- despesas de investimentos;
- despesas de operação;
- custos das perdas elétricas;
- custos econômicos sofridos pelos consumidores, devidos à qualidade e continuidade de serviço do sistema.

Os custos econômicos sofridos pelos consumidores são as parcelas da função-custo de mais difícil avaliação.

Lemoine[51] cita as seguintes causas principais de per

tubações no sistema elétrico e que estão relacionadas à confiabilidade do mesmo:

- variações rápidas de tensão ou "flicker";
- variações lentas de tensão;
- descontinuidade de serviço.

As variações rápidas de tensão ou "flicker" causadas por máquinas de potência flutuante podem causar envelhecimento prematuro dos materiais, fadiga aos olhos humanos sob determinadas iluminações, além de outras consequências indesejáveis. Entretanto, a valorização econômica de tais variações é muito delicada e como tal, prefere-se não incluí-la nos estudos técnicos e econômicos, pressupondo-se que todas as soluções conduzam a "flicker" de mesma ordem de grandeza.

Os custos econômicos decorrentes das variações lentas de tensão são obtidos calculando-se, em primeiro lugar, a *irregularidade em tensão* (I_V), que foi definida como a integral no tempo do produto da potência fornecida, pelo quadrado do afastamento relativo da tensão no ponto de entrega, em relação à tensão nominal ou:

$$I_V = \int_0^T p(t).\left[\frac{100.(V_N - V(t))}{V_N}\right]^2 . dt \qquad (3.6)$$

onde I_V = irregularidade em tensão em $[(\%)^2.KWh]$;

$p(t)$ = potência entregue no tempo t em [KW];

V_N = tensão nominal em [V];

$V(t)$ = tensão no ponto de entrega no tempo t em [V].

Atribuindo-se um custo δ a cada unidade de I_V e aplicando-o à Eq.(3.6), obtém-se o custo econômico devido às variações lentas de tensão: $\delta.I_V$, onde δ será, por exemplo, dado em $[Cz\$/(\%)^2.KWh]$.

A descontinuidade no fornecimento de energia elétrica provoca prejuízos aos consumidores, na forma de perda de produção, capital e mão-de-obra inativos, perda de lazer, etc, cuja quanti

ficação e valorização são delicadas e, às vezes, difíceis.

Em Lemoine[51], os custos das interrupções são calculados atribuindo-se um custo a cada unidade de consumo ou potência interrompida, diferenciando-os com relação à duração dos cortes:

- CORTES BREVES (de alguns segundos a alguns minutos)

Neste caso, o custo de interrupção é proporcional à potência interrompida:

$$CI = \gamma \cdot P \tag{3.7}$$

onde CI = custo de interrupção;
γ = custo de cada KW interrompido;
P = potência interrompida em KW.

- CORTES MÉDIOS (de alguns minutos a algumas dezenas de minutos)

O custo de interrupção é proporcional à energia não distribuída:

$$CI = \alpha \cdot \int_0^d P(t).dt \tag{3.8}$$

onde d = duração da interrupção;
α = custo de cada KWh interrompido;
P(t) = potência interrompida no tempo t

- CORTES LONGOS (de algumas horas)

Neste caso, o custo das interrupções aumenta rapidamente com a duração dos cortes. Pode ser obtido por:

$$CI = \alpha \cdot (1+\beta.d) \cdot \int_0^d P(t).dt \tag{3.9}$$

onde β = maior valor horário do custo do KWh interrompido.

Dada a natureza probabilística das interrupções no fornecimento de energia elétrica, o custo econômico das mesmas para cômputo dos custos totais das estratégias de reforço das redes, deve ser a esperança matemática de seus valores atualizados.

3.5.2 - Munasinghe[11-13]

Munasinghe[11-13] apresenta uma metodologia de planejamento de abordagem probabilística, constituída basicamente das seguintes etapas e representada esquematicamente na Figura 3.9:

- previsão de carga;
- elaboração de alternativas de expansão do sistema elétrico;
- determinação de estimativas dos custos de suprimento e dos custos das interrupções de energia elétrica;
- análise custo-benefício das diversas alternativas e seleção da ótima.

Esta metodologia foi utilizada em um caso-estudo para a cidade de Cascavel, no Paraná.

Dada a área de estudo convenientemente subdividida em quadrículas (no caso de Cascavel foram utilizadas quadrículas de 500 x 500 m²), a previsão de carga deve ser feita de maneira desagregada por quadrícula, por categoria de consumidor e por ano do período de estudo. Para Cascavel, a previsão de carga foi feita com base em uso do solo, níveis de saturação, dados de consumo por categoria de consumidor, crescimento populacional, pesquisas a órgãos governamentais, dentre outros.

Em seguida, elabora-se diversas alternativas de expansão para atender à carga prevista, cada uma delas possuindo um diferente nível de confiabilidade.

Em Cascavel, variando-se os níveis de tensão e carregamento para as condições normais e/ou em emergências foram definidos os níveis alto, médio e baixo de confiabilidade. Para cada um destes níveis elaborou-se uma ou duas alternativas de suprimento, de modo que cada uma delas possuísse a mesma configuração de subestações (quantidade e localizações) no ano-horizonte, diferindo-se nas datas de entrada em operação e no número de alimentadores por subestação. Desse modo, cada alternativa possuía investimentos e custos das perdas elétricas diferenciados.

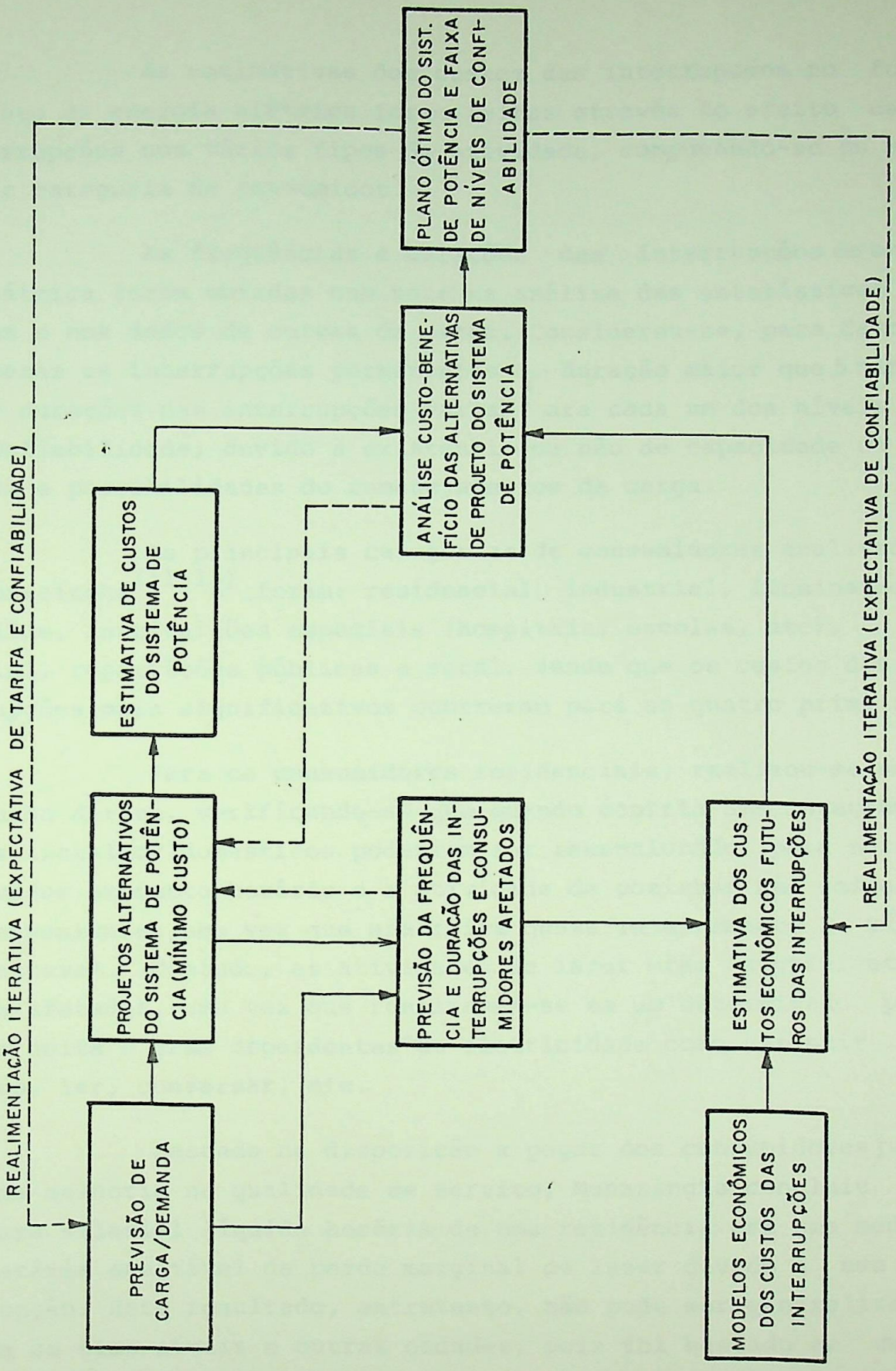


Figura 3.9 - Diagrama de blocos do processo de planejamento proposto por Munasinghe

As estimativas dos custos das interrupções no fornecimento de energia elétrica foram feitas através do efeito das interrupções nos vários tipos de atividade, computando-se os mesmos por categoria de consumidor.

As frequências e durações das interrupções de energia elétrica foram obtidas com base na análise das estatísticas passadas e nos dados de curvas de carga. Considerou-se, para Cascavel, apenas as interrupções permanentes de duração maior que 5 minutos. As durações das interrupções variam para cada um dos níveis de confiabilidade, devido à existência ou não de capacidade de potência e possibilidades de remanejamentos de carga.

As principais categorias de consumidores analisadas por Munasinghe[11-13] foram: residencial, industrial, iluminação pública, instituições especiais (hospitais, escolas, etc), comercial, repartições públicas e rural, sendo que os custos das interrupções mais significativos ocorreram para as quatro primeiras.

Para os consumidores residenciais, realizou-se uma pesquisa direta, verificando-se que quando ocorria uma interrupção, os trabalhos domésticos poderiam ser reescalonados para serem efetuados em outro horário e a atividade de cozinhar não sofreria inconvenientes, uma vez que era feita quase inteiramente a gás em Cascavel. Contudo, as atividades de lazer eram significativamente afetadas, uma vez que realizavam-se em um determinado período da noite e eram dependentes da eletricidade como assistir televisão, ler, conversar, etc.

Baseado na disposição a pagar dos consumidores para ter uma melhoria na qualidade de serviço, Munasinghe concluiu que a taxa salarial líquida horária de uma residência era uma medida monetária aceitável da perda marginal de lazer devido a uma interrupção. Este resultado, entretanto, não pode ser generalizado para os dias atuais e outras cidades, pois foi baseado em uma pesquisa direta aos consumidores da cidade específica de Cascavel e para o ano de 1976. Houve uma série de mudanças sociais, econômicas e tecnológicas que modificaram o padrão de vida dos consumidores residenciais. Por exemplo, a difusão do uso de comida congelada, que têm levado à utilização de congela

dores e fornos de microondas e a crescente proliferação de micro computadores pessoais podem afetar consideravelmente os custos das interrupções.

A valorização dos custos de interrupção para os consumidores industriais é mais simples, pois quando há um corte de energia, o processo produtivo é interrompido, provocando perda de materiais e produtos e resultando em um custo de oportunidade na forma de capital e trabalho parados durante o corte e o período subsequente necessário para o reinício das atividades. Se há capacidade ociosa, pode-se utilizá-la durante as horas normais de trabalho e até mesmo recorrer a horas-extras, numa tentativa de recuperar a produção perdida.

Os custos das interrupções para os diversos tipos de indústrias em Cascavel, foram obtidos realizando-se uma pesquisa direta às 20 principais, quando foram levantadas todas as informações necessárias.

A estimativa mínima dos custos de interrupção para a iluminação pública é o custo líquido de suprimento, dado principalmente pelo valor anualizado dos equipamentos e despesas de manutenção de rotina.

A partir de um levantamento realizado em dois hospitais, estimou-se os custos de oportunidade dos fatores produtivos que tornam-se inativos e dos produtos intermediários como sangue e remédios que podem estragar, em consequência de cortes de energia. Não foram considerados custos resultantes de possíveis perdas humanas de vida. A existência de baterias para as unidades e centros de tratamento intensivo e equipamentos cirúrgicos, evita as mortes na maioria dos casos e os custos de tais baterias são muito pequenos.

Os custos de interrupção para o restante dos consumidores foram considerados desprezíveis, ou porque constituíam uma pequena fração da carga total ou porque os efeitos das interrupções eram muito pequenos.

Combinando-se a análise dos custos das interrupções e

as estimativas futuras de frequência e duração, os custos de interrupção futuros foram calculados, para cada alternativa de atendimento e cada quadrícula.

Definidos os valores atualizados dos custos de suprimento e dos custos de interrupção de cada plano de expansão, determina-se os custos totais pela soma das duas parcelas, representadas esquematicamente na Figura 3.10, em função do índice de confiabilidade. O plano de expansão com nível de confiabilidade R^m é o ótimo.

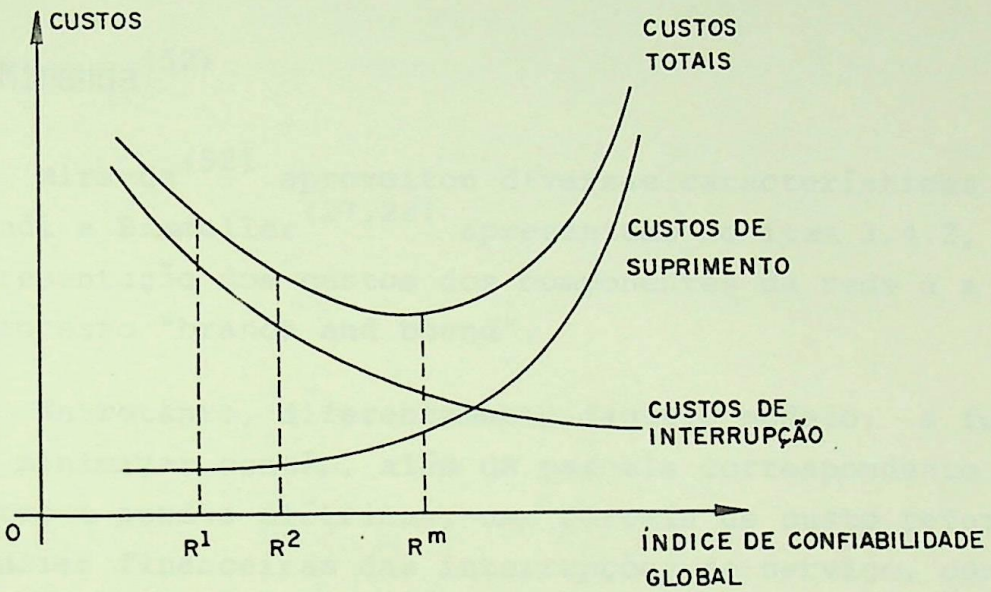


Figura 3.10 - Custos de interrupção, custos de suprimento e custos totais em função do índice de confiabilidade global

Analisando-se os custos de interrupção por quadrícula, notava-se que as áreas de alta densidade no centro da cidade e as áreas industriais possuíam os maiores custos. Elaborou-se, assim, para Cascavel, três novos planos, denominados mistos ou híbridos, onde uma maior confiabilidade era fornecida àquelas áreas de maiores custos de interrupção. Com isto, pôde-se conseguir menores custos totais.

Maiores refinamentos nos custos totais poderiam ser obtidos, propondo-se novas alternativas, variando-se os níveis de confiabilidade para as áreas com os maiores custos de interrupção.

A previsão de carga foi realizada assumindo que o valor atual da tarifa de eletricidade permaneceria constante para todo o período de estudo. Se há variações nos preços das tarifas, pode haver modificações nos padrões de consumo, o que afetaria as projeções de demanda. Analogamente, se há variações nos níveis esperados de confiabilidade, as previsões de demanda e as estimativas dos custos das interrupções seriam afetadas. Entretanto, no caso específico de Cascavel, tais variações não foram analisadas, devido à falta de informações acerca de como tais parâmetros poderiam variar.

3.5.3 - Miranda[52]

Miranda[52] aproveitou diversas características do modelo de Hindi e Brameller[27,28] apresentado no item 3.4.2, tais como a representação dos custos dos componentes da rede e a utilização do processo "branch and bound".

Entretanto, diferentemente daquele modelo, a função-objetivo a minimizar contém, além da parcela correspondente aos investimentos e perdas elétricas, uma parcela de custo referente às consequências financeiras das interrupções de serviço, considerando as indisponibilidades e taxas de falha nas subestações e alimentadores, bem como as taxas de falha ativas nos alimentadores, que provocam a saída das subestações correspondentes.

Entretanto, são utilizados valores globais para o custo do KWh não fornecido e para o custo do KW cortado.

Analogamente a Hindi e Brameller[27,28], as restrições consideradas dentro da otimização são os limites de capacidade das subestações e dos condutores e o balanço de potência entre suprimento e demanda. É utilizado um processo "branch and bound" para a sua resolução, no qual é gerada uma árvore de enumeração, cujos nós correspondem a problemas de transferências limitadas ("capacitated transhipment problem") e cujos ramos representam variáveis discretas que foram fixadas em 0 ou em 1.

Em cada nó do processo "branch and bound" analisa-se a solução do problema de transferências quanto à radialidade da rede, rejeitando aquelas que possuam anéis como inviáveis. No processo de enumeração, abandona-se a busca a partir dos nós que possuam limite inferior de custo maior que o custo real da melhor solução até então encontrada, ou quando o nó em questão corresponde a uma solução inviável.

Com o objetivo de limitar o crescimento da árvore de enumeração do "branch and bound", Miranda[52] verificou que os melhores resultados eram obtidos quando os ramos opcionais eram ordenados de modo que os primeiros a serem fixados em 0 ou 1 fossem aqueles correspondentes a locais de instalação de subestações.

Como as restrições dos limites permissíveis de quedas de tensão não são incluídas no processo, a partir de diversas soluções situadas na zona quase-ótima, deve-se efetuar estudos para o dimensionamento econômico de cada trecho de alimentador que considere tais restrições.

O modelo de Miranda[52] foi implementado inicialmente em BASIC num minicomputador de 32 Kbytes, mas os resultados não muito satisfatórios levaram-no à conversão para um programa em FORTRAN.

As soluções obtidas com este modelo representam um melhor compromisso entre as despesas e os custos resultantes da não confiabilidade do sistema. A partir das mesmas, pode-se efetuar estudos complementares de confiabilidade, buscando obter soluções realmente ótimas.

Em Miranda[52], também é apresentada uma metodologia e um algoritmo para determinar o número e as localizações ótimas de elementos de corte numa rede de distribuição radial, com número de ramos e configuração arbitrários. Procura-se, para tanto, otimizar o somatório dos investimentos e dos custos econômicos das interrupções no fornecimento de energia decorrentes de avarias no próprio esquema de distribuição adotado. O programa em questão foi implementado em BASIC, num minicomputador pessoal de 16 Kbytes.

São também apresentadas técnicas para avaliar o interesse em estabelecer interligação (normalmente aberta) entre dois sistemas de distribuição radiais, baseadas na quantificação dos efeitos das interrupções de serviço esperadas. O programa foi implementado em BASIC num microcomputador de 32 Kbytes. Os dados-base necessários são os perfis de carga e as capacidades dos ramos pertencentes às duas redes independentes.

3.5.4 - Menon e Rao[50]

Menon e Rao[50] apresentam o método das taxas internas de retorno financeiras (TIRF) e econômicas (TIRE) para a verificação da viabilidade econômica e seleção de projetos de distribuição de energia elétrica de países em desenvolvimento, especificamente para suas áreas rurais e semi-urbanas, onde as cargas são bastante dispersas e a demanda é pequena.

Conforme visto no Capítulo II, a taxa interna de retorno é a taxa que produz a anulação do fluxo de caixa líquido (benefícios-custos). Para o cálculo da TIRF são utilizados os benefícios e custos para a agência empreendedora do projeto, ao passo que para a TIRE, os benefícios e custos são aqueles correspondentes para a sociedade e economia.

Menon e Rao[50] tomaram o exemplo de eletrificação de uma área rural, que era suprida apenas por fontes alternativas de energia, com os consumidores industriais e agrícolas utilizando grupos motor/gerador a diesel próprios.

No estudo para a eletrificação da área, os custos para o cômputo da taxa interna de retorno financeira (TIRF), que representa o ponto de vista da agência empreendedora, incluem os investimentos, os custos de manutenção e os custos da energia, ao passo que os benefícios incluem as receitas obtidas com a venda da energia.

Por outro lado, no cálculo da taxa interna de retorno econômica (TIRE), os custos são somente aqueles que afetam a socie

dade e a economia: os investimentos, excluindo-se os impostos e taxas, mas acrescentando-se os custos para o consumidor, tais como os custos da cablagem e da sua conexão à rede elétrica. Os benefícios, entretanto, são mais difíceis de serem avaliados e dependem do tipo de consumidor. No caso dos consumidores industriais e agrícolas, a energia elétrica via concessionária produzirá economias com o combustível e com a manutenção, além do valor de venda do grupo motor/gerador.

Para os demais consumidores, como o consumo depende do preço da tarifa de energia elétrica e do custo da fonte alternativa, no cômputo dos benefícios, deve ser utilizada a curva custo x demanda, representada esquematicamente na Figura 3.11 para os consumidores residenciais, onde:

T = tarifa presente de eletricidade;
E = consumo previsto de eletricidade;
E'= consumo equivalente para a fonte alternativa utilizada;
C_F= custo por unidade de E'.

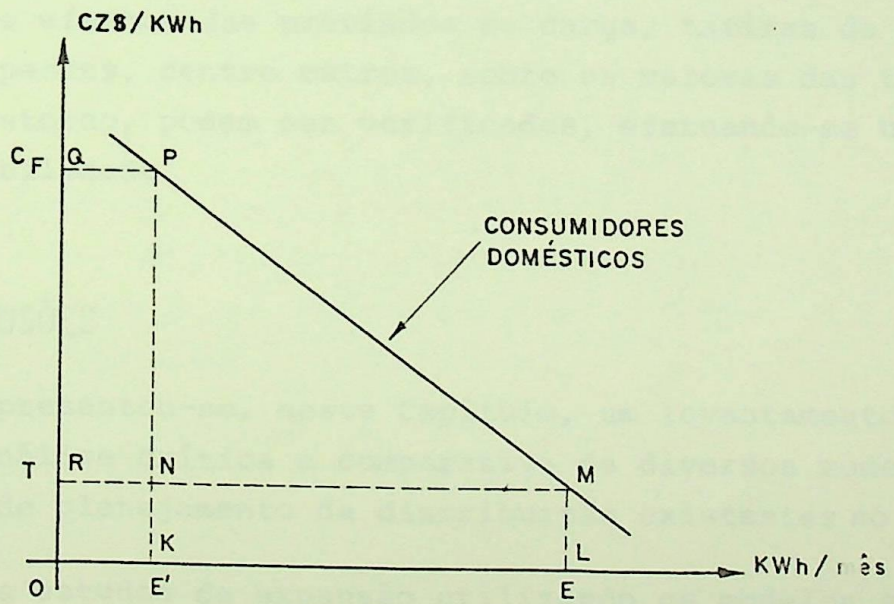


Figura 3.11 - Curva custo x demanda utilizada para o cálculo dos benefícios aos consumidores domésticos

Antes da eletrificação, utilizava-se uma fonte alternativa de energia a um custo C_F, de modo que o consumo era E'. Com

a substituição por energia elétrica, cuja tarifa é $T < C_F$, o consumo aumenta para um valor dado por E. Desta forma, o benefício total para a sociedade será obtido pelo somatório das seguintes parcelas:

- área do retângulo OLMR, que representa o benefício mínimo para a sociedade;
- área do retângulo NPQR, que representa a economia obtida com o suprimento via concessionária, caso o consumo continuasse sendo E'. É a parcela correspondente ao excedente de consumidor, devido à fonte alternativa de energia existente;
- área do triângulo MNP, que é o excedente de consumidor devido ao aumento no consumo ocasionado pela redução no custo.

A alternativa em análise produzirá benefícios tanto para a empresa investidora quanto para a sociedade, se os valores das taxas internas de retorno financeira e econômica forem superiores ao custo do capital.

Os efeitos das previsões de carga, tarifas de energia, custos das perdas, dentre outros, sobre os valores das taxas internas de retorno, podem ser verificados, efetuando-se uma análise de sensibilidade.

3.6 - CONCLUSÕES

Apresentou-se, neste Capítulo, um levantamento bibliográfico e análise crítica e comparativa de diversos modelos e metodologias de planejamento da distribuição existentes no exterior.

Os estudos de expansão utilizando os modelos simplificados são simples e diretos. Contudo, devido à série de hipóteses simplificadoras adotadas, a validade de tais estudos para a definição e quantificação das obras de expansão é questionável. Os modelos, entretanto, poderiam ser adotados para estudos preliminares, tomando-se os resultados como pontos de partida para a aplicação de modelos mais elaborados e realistas.

Pelo exposto no item 3.4, verifica-se que apesar das técnicas de otimização utilizadas, a parcela subjetiva relacionada ao papel do planejador na escolha do conjunto de alternativas a serem analisadas, não foi eliminada. O planejador é, ainda, um elemento essencial aos estudos de expansão empregando aqueles modelos. Esta peculiaridade dos métodos não garante o ótimo absoluto, mas permite que o planejador, com relativa facilidade, possa direcioná-los em caminhos que levem a aproximações satisfatórias do ótimo.

Pelo fato dos modelos abordados como subsistema subestação não utilizarem a otimização combinada para as subestações e para os alimentadores, não se pode garantir que os resultados sejam ótimos. Neste aspecto, aqueles modelos abordados como subsistema subestação e alimentador são mais completos.

Apesar disso, os modelos de Masud[20,21] e de Crawford e Holt[22] são bastante úteis nos estudos de expansão de subestações. O primeiro para o dimensionamento e determinação de transferências de carga e o segundo, para a localização e definição da área de influência das subestações. Pelo fato dos alimentadores não serem tratados diretamente, estes modelos seriam mais adequados a estudos de longo prazo.

Refinamentos dos resultados fornecidos por estes modelos poderiam ser, em seguida, obtidos empregando-se um dos modelos abordados como subsistema subestação e alimentador, tal como sugerido por Northcote-Green, Cummings e Wall[54].

O ideal seria que um único modelo pudesse ser utilizado para o estudo completo de planejamento. Analisando-se os modelos do subsistema subestação e alimentador, verifica-se que existem alguns[31,32,35-38] que apresentam grande parte dos requisitos necessários a tal estudo. Entretanto, o aspecto da determinação das localizações físicas das subestações não é abordado nos mesmos, de modo que requerem a combinação com algum outro, que poderia ser, por exemplo, o de Crawford e Holt[22], que se mostra bastante adequado para isso.

Contudo, como pôde ser visto principalmente no item

3.4.4, quanto mais precisa a modelagem da rede e do problema, maior será o número de variáveis e consequentemente, maior o esforço computacional. Assim, para obter resultados satisfatórios em tempo hábil, torna-se necessário conciliar a dimensão da área a ser estudada, a precisão na modelagem da rede e a abrangência do problema a ser resolvido. Por exemplo, não há muita validade em um modelo completo mas com um tempo de computação e alocação de memória excessivos, mesmo para uma rede de pequenas dimensões, como o de Gonen e Foote[32].

Assim, ao selecionar-se um dos modelos para ser implementado, deve-se ponderar o nível de detalhamento e precisão desejados, as dimensões e características das áreas a estudar, a disponibilidade de dados e a finalidade do estudo a ser empreendido, compatibilizando-os com os recursos computacionais existentes.

Como alguns dos modelos do subsistema subestação e alimentador não levam em consideração as restrições dos limites máximos permissíveis de quedas de tensão e/ou dos limites térmicos dos condutores, aqueles modelos abordados no subsistema alimentador poderão ser utilizados, se necessário, iterativamente, até obter a solução ótima.

A implementação de trabalhos com abordagens probabilísticas incluindo valorizações para as deficiências em qualidade e continuidade de serviço vem se destacando nos últimos anos.

As maiores restrições ao desenvolvimento e implementação de metodologias com enfoques probabilísticos têm sido as dificuldades e controvérsias existentes para estimar os custos econômicos das deficiências no fornecimento. Desde que existam metodologias adequadas e generalizadas para estimar tais valores e que considerem as características de cada área, bem como os diversos tipos de consumidores, os estudos de planejamento com abordagens probabilísticas serão os preferidos.

No caso do Brasil, existe ainda uma outra dificuldade : a falta de dados confiáveis para o cálculo das taxas de falha e das durações das interrupções.

Para a aplicação da grande maioria dos métodos de planejamento existentes e que foram abordados neste Capítulo, deve-se dispor dos seguintes dados básicos:

- histórico de cargas a nível de barramentos de subestações;
- histórico de cargas a nível de quadrículas ou trechos de alimentador;
- localização e dimensionamento de subestações existentes;
- caminhamento e dimensionamento de alimentadores existentes;
- custos fixos e variáveis de subestações e alimentadores.

Para o Brasil, a utilização dos métodos não seria imediata, uma vez que nem todos daqueles dados encontram-se atualmente disponíveis e confiáveis nas empresas. De uma forma geral, a dificuldade maior está nos dados de carga a nível de quadrículas e naqueles referentes aos alimentadores primários, como poderá ser visto no Capítulo a seguir.

Para finalizar, de todo o exposto, verifica-se que a metodologia ideal que modele a rede o mais precisamente possível, inclua todas as restrições necessárias, considere diversas alternativas de expansão, abranja todos os aspectos do processo de planejamento e seja resolvida em mínimo tempo computacional, para uma área de estudo de dimensões reais está, ainda, por ser desenvolvida.

CAPÍTULO IV

PRÁTICAS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL

4.1 - INTRODUÇÃO

No presente Capítulo apresentar-se-á um levantamento das principais metodologias de planejamento de redes de distribuição atualmente em uso no Brasil [55-101]. O enfoque será geral, uma vez que o assunto é bastante amplo e o material bibliográfico disponível, apesar de aparentemente numeroso, não possue suficiente grau de detalhamento.

Devido à extensão do assunto, não serão abordadas as redes de distribuição subterrâneas, sendo o enfoque dirigido às redes de distribuição aéreas.

As metodologias de planejamento de redes de distribuição utilizadas no Brasil têm uma abordagem determinística, tal como aquela ilustrada na Figura 2.2 do Capítulo II. Podem ser classificadas em três categorias, a saber:

- metodologia de planejamento tradicional;
- metodologia baseada na Nota Técnica 02 do DEDI/ELETROBRÁS;
- metodologia utilizando técnicas de otimização.

A metodologia denominada de *tradicional* é aquela correntemente utilizada pelas empresas, para a determinação de seus planos de obras. Como poderá ser visto no item 4.4 a seguir, tais metodologias possuem um determinado padrão, embora haja variações entre as diversas empresas, com relação a algumas de suas etapas.

A *Nota Técnica 02* foi desenvolvida pelo Departamento de Planejamento e Engenharia da Distribuição (DEDI) da ELETROBRÁS, no sentido de atender regiões com insuficiência e/ou baixa confiabilidade de cadastro das redes. É um modelo simplificado, que tem

sido utilizado pelas empresas para a definição de seus planos plurianuais de investimentos.

Dentre as metodologias que utilizam técnicas de otimização pode-se citar o sistema PROPLAD[81-84] e os trabalhos de Gotelip[96] e de Burani[97]. O sistema PROPLAD e o trabalho de Gotelip[96] utilizam o modelo de transporte como ferramenta para determinar as necessidades do sistema a nível de subestações.

O trabalho de Burani[97], por sua vez, possibilita a determinação das necessidades de obras nas subestações e da configuração respectiva dos alimentadores que produzam os menores custos. Para tanto, faz uso de um modelo de transporte e de uma técnica de enumeração "branch and bound".

Estes modelos[81-84,96,97] serão vistos com maiores detalhes em itens subsequentes.

Outros sistemas computacionais, tais como aqueles descritos nas referências (76) e (94), têm sido desenvolvidos, mas que no entanto, não serão abordados neste Capítulo, ou por não utilizarem técnica de otimização ou por não serem suficientemente genéricos.

O sistema computacional da referência (76) não emprega nenhuma técnica de programação matemática, mas constitui-se de vários programas, os quais, se utilizados em conjunto, auxiliam o planejador nos estudos de expansão:

- programa de projeção de carga a nível de quadrículas, utilizando taxas de crescimento por zonas típicas;
- programa de cálculo de áreas de serviço de subestações, pelo agrupamento das quadrículas às subestações mais próximas;
- programa de cálculo de demandas por subestação e quedas de tensão, perdas e carga por alimentador, utilizando um modelo simplificado poligonal;
- programa de cálculo de centros de carga de grupos de subestações, nas imediações das quais serão construídas as novas subestações.

A referência (94) apresenta um sistema computacional

constituído de uma série de atividades, que o planejador é livre para escolher, de acordo com suas necessidades, ao empreender um estudo de expansão de redes de distribuição. Apesar de contar com o modelo de Masud[20] para a otimização de transferências de carga entre as subestações, citado no Capítulo III, para que os resultados sejam otimizados, há necessidade de processar-se o sistema repetidas vezes, devido a uma série de características do mesmo:

- cada quadrícula pode ser alimentada por uma dentre quatro subestações, cujos códigos devem ser dados de entrada, por ordem de prioridade;
- as localizações das novas subestações a serem construídas devem, também, ser conhecidas;
- é o planejador que define, com base em sua experiência, bom senso e conhecimento da área, quando ampliar e/ou construir novas subestações e/ou realizar transferências de carga;
- os custos de transferências de carga que exprimem o grau de dificuldade de troca de carga entre as subestações são, tal como em Masud[20], valores na faixa de 1 a 100, os quais são definidos subjetivamente pelo planejador.

Deve-se ressaltar, ainda, que algumas empresas visualizaram a importância do assunto e têm procurado aperfeiçoar e/ou desenvolver metodologias de planejamento mais adequadas. Assim, é de se esperar o aparecimento de novos trabalhos em um futuro próximo, podendo, inclusive, ser que já existam, mas que devido à dificuldade de obtenção de material bibliográfico, não foram aqui considerados.

4.2 - PREVISÃO DE CARGA

De um modo geral, independentemente do nível de detalhamento, a previsão de carga é obtida por um de dois métodos:

- método direto;
- método indireto.

No primeiro, ajusta-se diretamente uma curva ao cadastro histórico de dados de demanda, ao passo que no método indireto, projeta-se o cadastro de consumos utilizando, em seguida, uma correlação para obter os valores de demanda.

A previsão de carga pode ser realizada a nível global ou a nível de quadrículas, mas os valores de ambos devem ser compatibilizados.

A seguir são apresentados alguns dos métodos de previsão de carga utilizados por concessionárias brasileiras de energia elétrica.

4.2.1 - Projeção Global

4.2.1.1 - Método direto

O método direto de projeção global é obtido aplicando-se um processo de mínimos quadrados sobre o cadastro histórico anual de medições de demandas máximas dos barramentos das subestações, tomando-se a curva de maior coeficiente de correlação e extrapolando-a para os anos futuros. A projeção dos grandes consumidores é feita separadamente e posteriormente agregada à dos demais.

Uma variação deste método é obtida ajustando-se uma curva ao cadastro de medições mensais de demandas máximas das subestações, definindo, para cada ano, uma taxa de crescimento. Monta-se um cadastro com estas taxas anuais, aplicando-se a análise de regressão sobre o mesmo e extrapolando-se a curva para obter as taxas futuras.

Estes métodos diretos, entretanto, estão sujeitos a erros de medições, como por exemplo, a inclusão de demandas resultantes de manobras em condições de emergência.

4.2.1.2 - Método indireto

Ajusta-se uma curva de regressão aos cadastros histórі

cos de consumo de cada classe de consumidor, correlacionando as projeções obtidas à demanda.

Para a projeção do *consumo residencial*, pode-se utilizar um dos seguintes métodos, dependendo da disponibilidade e confiabilidade dos dados históricos:

- correlaciona-se, inicialmente, os cadastros históricos de *população urbana* e do *número de consumidores residenciais*, de modo que, sendo conhecidas as estimativas de população, as estimativas do número de consumidores residenciais possam ser calculadas. Em seguida, ajusta-se uma curva ao cadastro histórico da *relação consumo por consumidor*, extrapolando-se tais valores e multiplicando-os pelas estimativas do número de consumidores;
- ajusta-se uma curva à série histórica do *número de consumidores residenciais*, bem como ao histórico da *relação consumo por consumidor*, extrapolando-as para o futuro e fazendo-se o produto dos valores, ano a ano;
- trabalha-se com os históricos do *número total de residências*, da *taxa de atendimento* e da *relação consumo por consumidor*, ajustando-se curvas de regressão aos mesmos, extrapolando-se seus valores e multiplicando-os entre si. A taxa de atendimento é a relação entre o número de residências servidas por energia elétrica (número de consumidores residenciais) pelo número total de residências;
- projeção direta da série histórica de *consumo residencial total*.

Para a projeção da *classe comercial*, pode-se ajustar diretamente o seu histórico de consumo ou ajustar uma curva de correlação com o consumo residencial. Em qualquer caso, a projeção dos grandes consumidores como hotéis, "shopping centers", centrais de abastecimento, grandes escritórios, etc, deve ser feita separadamente.

A *classe industrial* é subdividida, para fins de projeção, em *consumidores especiais* (grande porte) e em *consumidores tradicionais*,

que são os demais. Segrega-se da série histórica do consumo industrial total, a parcela correspondente aos consumidores especiais, efetuando-se a análise de regressão sobre o histórico resultante e projetando-os para os anos futuros. Em seguida, agrega-se a estas, as projeções dos consumidores especiais e os acréscimos de novas cargas de porte, obtidos por meio de pesquisas diretas e pesquisas a órgãos governamentais ligados ao desenvolvimento industrial.

A projeção da *classe rural* é obtida ajustando-se o seu histórico de consumo, baseando-se em planos de eletrificação rural, se existirem. Para a *iluminação pública* , pode-se utilizar uma correlação com o consumo residencial, considerando-se os planos de expansão e melhorias.

Para os *demais consumidores* , não incluídos em nenhuma das classes mencionadas, técnicas semelhantes às descritas podem ser empregadas.

As projeções do *consumo total* serão, então, dadas pelo somatório das projeções de cada classe de consumidor. As projeções de demanda serão, finalmente, obtidas por correlação, utilizando as estimativas futuras de perdas de energia e fatores de carga.

As *perdas de energia* podem ser estimadas através da análise histórica de sua evolução e com base nos planos de melhorias nas redes.

Os *fatores de carga* futuros podem ser determinados pelo ajuste de uma curva de regressão ao histórico dos mesmos ou segundo o método de Scheer[47].

O *método de Scheer* considera que o fator de carga evolue assintoticamente para um valor teórico de 65%. Essa evolução, entretanto, é gradual, de tal forma que ao final de 16 anos, o fator de carga será igual à média entre o fator de carga inicial e o fator de carga assintótico de 65%. Para tanto, utiliza-se uma função auxiliar Y dada por:

$$Y = (0,5)^{K/16} \qquad (4.1)$$

com K = 0, 1, ..., 16 [anos]

Sendo Z o fator de carga inicial de um dado período de estudo, os fatores de carga estimados FC,em %, podem ser calculados por:

$$FC = 65 - Y(65 - Z) \qquad (4.2)$$

Ao final dos primeiros 16 anos, o processo é repetido, com a ressalva de que o fator de carga inicial Z a ser utilizado será a média entre o valor original de Z e 65% e assim sucessivamente, a cada 16 anos.

O método de projeção de carga desenvolvido por Scheer foi baseado em publicações das Nações Unidas que continham estatísticas de 109 países para o período de 1952 a 1956[47,48]. Um trabalho futuro poderia avaliar se realmente os fatores de carga continuam apresentando o comportamento descrito por Scheer.

4.2.2 - Projeção a Nível de Quadrículas

As projeções de carga a nível de quadrículas podem variar quanto à base de dados utilizada: *consumos*, *demandas* ou *potências instaladas* e quanto à utilização de taxas de crescimento *individualizadas por quadrículas* ou *diferenciadas por zonas típicas*.

Em empresas que possuem *sistemas de gerência de redes*[90,95,101], a base de dados pode ser extraída do mesmo. Nestes sistemas, os valores de demanda, comumente denominados de *demandas estatísticas*, são obtidos agregando-se os consumos faturados a nível de transformadores de distribuição e correlacionando-os à demanda, pelo emprego de curvas determinadas estatisticamente.

A projeção a nível de quadrículas é um processo trabalhoso, onde a quantidade de dados a ser manipulada é grande. Em muitos casos no Brasil, o processo ainda é feito manualmente, requerendo, para isso, muito tempo e mão-de-obra. A utilização de computadores nesta atividade é ainda restrita, limitando-se, na maioria das vezes, a programas de ajuste das curvas de regressão.

Apresentar-se-á a seguir três dos métodos de projeção

de carga a nível de quadrículas existentes no Brasil. Outras variações podem ser encontradas, pois as empresas procuram adaptar as metodologias à sua disponibilidade de dados.

4.2.2.1 - Método 1

Os dados básicos para a aplicação deste método são:

- potências instaladas das quadrículas;
- capacidades instaladas dos alimentadores;
- medições de demandas máximas dos barramentos das subestações.

Dos dados de potências instaladas, segregam-se os correspondentes aos grandes consumidores, pois a sua projeção deve ser feita separadamente.

Para cada alimentador, toma-se o último ano do histórico, determinando-se o correspondente fator de demanda e aplicando-o sobre as potências instaladas de cada uma das quadrículas servidas por ele. Ou seja, admite-se o mesmo fator de demanda para todo o alimentador.

No caso de uma quadrícula servida por mais de um alimentador, a potência instalada para cada um, pode ser obtida pela divisão proporcional ao total de cada alimentador.

Em seguida, divide-se a área de estudo em zonas típicas de crescimento, com base em características homogêneas de carga e crescimento, definindo-se as respectivas taxas de crescimento, através de ajuste matemático do histórico e tendências de ocupação e uso do solo.

Aplicando-se às demandas das quadrículas as taxas de crescimento da zona típica a que pertencerem e agregando-se as projeções dos grandes consumidores, obtém-se o total de cada uma, cujos valores devem ser compatibilizados com as projeções globais.

4.2.2.2 - Método 2

Neste método, para cada quadrícula, ajusta-se uma curva de regressão à série histórica de seus consumos, excluindo-se os grandes consumidores, cuja projeção é feita separadamente.

A ocupação de quadrículas vazias pode ser determinada através de pesquisas, tendências de ocupação e uso do solo, conhecimento da área, etc.

Determinadas as projeções, deve-se compatibilizá-las com a projeção global, fazendo-se os ajustes necessários. A partir das projeções de consumo, as demandas correspondentes são obtidas utilizando-se uma correlação.

Em alguns casos, o método em questão é utilizado apenas com a finalidade de determinar as projeções a nível de barramentos das subestações. Neste caso, para cada ano e alimentador, totalizam-se os consumos de cada quadrícula servida pelo mesmo , empregando-se uma correlação para obter as projeções de demanda .

4.2.2.3 - Método 3

Este é o método de projeção de carga utilizado no sistema PROPLAD, que parte dos cadastros históricos dos 10 últimos anos, projetando-os para um horizonte de 15 anos.

A maioria dos dados necessários é obtida do sistema de gerência de redes. São eles:

- demandas estatísticas dos transformadores de distribuição;
- número de consumidores de cada quadrícula;
- consumo total da área de estudo;
- medições de demandas máximas mensais dos alimentadores primários.

As demandas estatísticas dos transformadores de distribuição devem ser totalizadas por quadrícula e compatibilizadas com a demanda global. Esta última, por sua vez, é obtida a partir

das medições mensais de demandas máximas dos alimentadores.

Monta-se, dessa forma, os arquivos históricos das *demandas máximas e consumos totais da área* e das *demandas e número de consumidores das quadrículas*. Os grandes consumidores, entretanto, são excluídos destes arquivos e sua projeção feita separadamente.

Para cada um dos arquivos ajusta-se uma curva de regressão. São analisados quatro tipos de curvas: *reta, exponencial , geométrica* e *logarítmica*, sendo selecionado aquele de maior coeficiente de correlação.

Após o ajuste das curvas e determinação das projeções, o planejador deve fazer uma vistoria nestas, procurando valores sem sentido físico. Verifica-se nos históricos se houve entradas ou saídas de consumidores significativos ou ligações de novos loteamentos, etc, definindo-se novos valores de demanda para as correspondentes quadrículas.

Em seguida, faz-se uma análise de campo, inspecionando áreas típicas, saturação, verticalização, tendências de ocupação de novas áreas, etc. Planos de construção de novos loteamentos , estradas, distritos industriais ou outros, devem ser levantados através de pesquisas a órgãos governamentais. Previsões de aumentos de grandes consumidores e entrada em operação de novos, devem ser obtidas através de pesquisas diretas.

Com todas as informações, o planejador faz as necessárias alterações nas projeções das quadrículas, compatibilizando-as com os valores globais.

4.2.2.4 - Elaboração de mapas de carga

Um mapa de carga é uma representação gráfica da distribuição de carga em uma localidade ou região, convenientemente subdividida em quadrículas e separada por zonas típicas de crescimento, onde uma quadrícula pode ser subdividida em até quatro partes. É usual colocar-se o valor total de demanda de cada quadrícula no

seu canto superior esquerdo e o total das cargas concentradas, no seu canto inferior esquerdo.

A taxa de crescimento de cada zona típica deve ser separada em dois índices: o *vertical* e o *horizontal*. O índice de crescimento vertical está relacionado ao aumento da densidade de carga da área e o horizontal, à ocupação de novas áreas.

Os índices de crescimento vertical são aplicados às cargas distribuídas de cada quadrícula, iniciando-se pelo ano-base. Para simplificar os cálculos, é usual assumir-se que a mudança de uma quadrícula de uma zona típica para outra, ocorre apenas em determinados anos, como por exemplo, após períodos de cinco anos.

A ocupação de novas quadrículas é obtida aplicando-se os índices de crescimento horizontal ao total das cargas distribuídas de cada zona típica da periferia. A dimensão da nova área a ser ocupada é obtida distribuindo-se o adicional de carga pelas quadrículas, utilizando-se um processo de tentativas que assume valores para a densidade de carga, mas levando-se em consideração o conhecimento do local e suas tendências de crescimento.

Aos valores de demanda obtidos, agregam-se as projeções dos grandes consumidores, compatibilizando os resultados com as projeções globais.

Comparações com parâmetros de outras localidades semelhantes e de maior porte, tais como densidade de carga da área total e das zonas típicas, tendências de crescimento, etc, podem levar a modificações dos índices de crescimento globais e/ou das zonas típicas.

4.3 - CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

Os estudos de planejamento de sistemas de distribuição nas empresas brasileiras procuram, basicamente, respeitar os limites permissíveis de quedas de tensão e de carregamentos nos ali

mentadores primários. A continuidade de fornecimento, representada pelos índices de confiabilidade, é verificada apenas a nível operacional.

Um outro critério de planejamento que poderia ser incluído é o nível de perdas, uma vez que em tensão de distribuição pode-se ter valores consideráveis de tais níveis.

A seguir apresentam-se cada um dos aspectos citados.

4.3.1 - Índices de Confiabilidade[100]

A continuidade de fornecimento de energia elétrica, no Brasil, é medida através de indicadores de confiabilidade, regidos pela *Portaria 046/78* do DNAEE, a saber:

- duração equivalente por consumidor (DEC);
- frequência equivalente por consumidor (FEC).

O DEC é o período de tempo que, em média, cada consumidor do sistema ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período considerado, sendo calculado operacionalmente por:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{n_t} C_a(i).t(i)}{C_s} \qquad (4.3)$$

onde DEC = duração equivalente por consumidor [horas];

$C_a(i)$ = número de consumidores atingidos na interrupção i;

$t(i)$ = tempo decorrido na interrupção i [horas];

C_s = número total de consumidores do sistema;

i = número de interrupções, variando de 1 a n_t.

O FEC, por sua vez, é o número de interrupções que em, média, cada consumidor do sistema sofreu, no período considerado. Pode ser obtido por:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{n_t} C_a(i)}{C_s} \qquad (4.4)$$

onde FEC = frequência equivalente por consumidor.

Devido às dificuldades inerentes ao estabelecimento dos níveis de continuidade de serviço a partir das características individuais das cargas, utilizam-se níveis diferenciados por localidades e/ou zonas típicas de mercado com características semelhantes. Além disso, para cada uma destas localidades e/ou zonas típicas, pode-se adotar quatro graus de continuidade de serviço:

- GRAU 1 - É uma situação ideal de forma que, se alcançada, dispensa obras de melhoria de continuidade de fornecimento;
- GRAU 2 - Neste caso, mesmo que o atendimento seja satisfatório, admite obras de melhoria;
- GRAU 3 - É o limite mínimo admissível de qualidade e que consta da *Portaria 046/78* do DNAEE;
- GRAU 4 - Possue indicadores abaixo dos limites definidos pelo DNAEE, havendo prioridades para as obras de melhoramentos.

A *Portaria 046/78* estabelece, também, para cada consumidor individualmente considerado, um limite máximo para os índices DEC e FEC. Dependendo dos estragos causados, riscos à segurança e à vida humana e tempo de retorno às atividades após o restabelecimento de energia decorrentes de interrupções não-programadas, os consumidores podem ser classificados em quatro diferentes níveis de prioridade, de modo a serem atendidos em situações de emergências.

Contudo, os índices de confiabilidade são calculados e analisados, por enquanto, apenas a nível operacional, mostrando áreas onde há necessidades de reforços, fornecendo subsídios para a elaboração de planos de expansão.

4.3.2 - Níveis de Carregamento

Nos estudos de planejamento de redes, os carregamentos máximos dos condutores devem ser obedecidos, para todos os anos.

A maior parte das empresas adota um valor de carrega

mento dos alimentadores primários em torno de 60 a 66% do limite térmico dos condutores, para condições normais de operação e 100% para as emergências.

Em áreas com apenas dois alimentadores, o carregamento máximo para condições normais deve ser de 50% do limite térmico , para garantir o suprimento de toda a carga. Se as áreas possuem apenas um alimentador, o carregamento pode ser de 100%.

Os estudos de planejamento normalmente limitam-se às subestações e alimentadores primários. Os transformadores de distribuição e rede secundária são estudados, usualmente, apenas a nível operacional. Em se tratando do carregamento destes últimos componentes, analisando-se os resultados fornecidos pelo sistema de gerência de redes, pode-se proceder às adequações necessárias.

4.3.3 - Níveis de Tensão

Para o bom funcionamento dos aparelhos e equipamentos elétricos, os níveis de tensão devem estar dentro de limites adequados. A legislação que regulamenta os níveis de tensão, tanto para os consumidores atendidos em tensão primária quanto em secundária, é a *Portaria 047/78* do DNAEE.

Como, normalmente, as empresas estabelecem limites máximos de quedas de tensão para cada um dos componentes do sistema de distribuição, uma combinação dos mesmos deve ser feita, para que os valores contidos na referida Portaria sejam obedecidos.

Em geral, nos estudos de planejamento, são impostos limites máximos de quedas de tensão para a rede primária de alimentadores, podendo haver distinção entre:

- áreas urbanas;
- áreas rurais e/ou pequenas localidades.

e/ou entre:

- condições normais;
- condições de emergências.

De uma maneira geral, os limites de quedas de tensão

utilizados para a rede primária urbana situam-se na faixa de 5 a 7,5% e na rede rural entre 7,5 e 10%.

O traçado de perfis de tensão dos alimentadores para condições de carga máxima e carga mínima permite verificar a adequabilidade dos níveis de tensão para todos os consumidores.

O cálculo dos valores de quedas de tensão nos alimentadores pode ser feito através de programas computacionais ou cálculos manuais.

Existe uma diversidade muito grande de programas computacionais. São utilizados o programa PECO de fluxo de carga, programas desacoplados rápidos e até mesmo programas de cálculo para um único alimentador. A maioria dos programas existentes destina-se apenas a redes radiais, com flexibilidade ou não para estudos de remanejamento de carga. Contudo, não existe nenhum programa completo, com todas as facilidades requeridas para estudos de planejamento.

Em Gotelip[96] é apresentado um programa computacional denominado "LOSS-FAULT-DIST" que possibilita o estudo de diferentes configurações e situações de um caso-base. Para cada alimentador, executa-se uma série de estudos:

- cálculos do perfil de tensão, demanda de corrente e custo das perdas de demanda, antes e depois de chaveamento de capacitores;
- cálculo da tensão primária para cada ponto do alimentador, bem como as quedas de tensão em cada trecho e acumuladas;
- cálculo do curto-circuito trifásico e fase-terra, para cada ponto do alimentador;
- localização iterativa de bancos de capacitores, considerando cada ponto do alimentador, por vez, buscando a minimização de perdas.

Cálculos manuais de quedas de tensão nos alimentadores utilizam modelos simplificados de distribuição de carga ao longo dos mesmos (concentrada, retangular, triangular, etc) e coeficien

tes unitários de quedas de tensão. Os resultados assim obtidos po dem ser valores distorcidos da realidade da área de estudo, se os modelos não forem adequados.

Modelos simplificados são, também, utilizados nas meto dologias da *Nota Técnica 02* e do sistema PROPLAD, os quais serão a presentados oportunamente.

4.3.4 - Níveis de Perdas

Segundo estudos realizados por Munasinghe e Scott[102], verifica-se que nos países em desenvolvimento, a redução de per das no nível de distribuição pode fornecer capacidade e energia com menores custos do que através da construção de novas facilida des na geração e transmissão. Pela otimização das perdas, obtém-se os carregamentos econômicos de cada componente do sistema, os quais para os exemplos apresentados, foram bem menores que os car regamentos máximos utilizados na prática.

Os níveis de perdas, no Brasil, para os estudos de pla nejamento, são considerados na análise econômica, como poderá ser visto no item 4.4.2 a seguir.

4.4 - METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO TRADICIONAL

A metodologia de planejamento tradicional correntemen te utilizada pelas empresas brasileiras, é constituída de duas a tividades básicas:

- elaboração de planos de subestações e alimentadores primários;
- análise técnico - econômica.

A seguir serão apresentados os aspectos mais importan tes de cada uma destas atividades, ressaltando-se diferenças exis tentes.

4.4.1 - Elaboração de Planos de Subestações e Alimentadores Primários

Inicialmente, o sistema elétrico atual é avaliado em termos dos níveis de tensão, carregamento e confiabilidade. Os indicadores de confiabilidade DEC e FEC, juntamente com os relatórios das causas das interrupções permitem determinar pontos críticos do sistema que necessitam de reforços. Todavia, devido à falta de detalhamento e/ou valores não muito confiáveis, algumas empresas não utilizam a análise de confiabilidade.

Aspectos como nível de perdas e estado físico das redes (condições mecânicas, padronização, segurança, etc) podem também ser analisados.

Em seguida, avalia-se se o sistema existente possue capacidade suficiente para alimentar as cargas futuras dentro de níveis permissíveis de tensão e carregamento, propondo, se necessário, obras de expansão e/ou reforço, dentre as quais, cita-se:

- construção de novas subestações;
- ampliação de subestações existentes;
- construção de novos alimentadores;
- instalação de capacitores e/ou reguladores de tensão nos alimentadores ou subestações;
- recondutoramento de trechos de alimentadores;
- remanejamentos de carga entre alimentadores e/ou entre subestações.

Para cada ano do horizonte de estudo, obras de expansão são propostas pelo planejador, fundamentando-se em sua experiência e bom senso, procurando solucionar o problema do ano em questão. Assim, diferentes alternativas de expansão podem ser obtidas, necessitando de um estudo técnico-econômico para definir a melhor delas.

Devido a uma série de dificuldades relacionadas à disponibilidade e confiabilidade de dados das redes e das cargas, normalmente, as necessidades de subestações e alimentadores primários são definidas para um horizonte de cinco anos, enquanto o di

mensionamento e o caminhamento dos alimentadores são feitos apenas para dois ou três anos.

Entretanto, devido à necessidade de intercâmbio com o planejamento de sistemas de geração e transmissão, algumas empresas definem as necessidades de subestações de distribuição e um número aproximado de alimentadores, para um horizonte maior, de 10 a 15 anos.

No item a seguir serão apresentadas algumas considerações acerca da escolha de locais para a construção de novas subestações e da definição de suas áreas de influência, assim como do caminhamento e do dimensionamento de alimentadores primários.

Os aspectos de instalação de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão e estudos de proteção não serão abordados, por tratarem de assuntos muito específicos.

4.4.1.1 - Localização e determinação da área de influência de subestações de distribuição

O processo de seleção de localizações de novas subestações utilizado pelas empresas segue basicamente o apresentado no item 2.6 do Capítulo II. A partir de uma inspeção visual dos mapas de carga ou mapas da área determina-se uma macrolocalização. Juntamente com diversos outros setores da empresa (Projetos, Construção, Subtransmissão, etc), o setor de planejamento define diversos possíveis locais, que serão selecionados a partir de uma análise econômica.

Uma outra opção também utilizada é calcular os centros de carga de cada quadrícula da área em estudo, a partir da distribuição espacial das capacidades instaladas e em seguida, os centros de carga da área urbana, da área rural e o geral, próximo dos quais, a nova subestação será construída. Neste caso, assume-se que a distribuição de carga para o ano da construção da subestação será a mesma do ano-base (atual), com as demandas proporcionais às capacidades instaladas e desconsiderando o crescimento horizontal.

A opção, por algumas empresas, em localizar as subestações fora da área urbana procura contornar dificuldades físicas e custos, entretanto, pode produzir valores altos de quedas de tensão e de perdas elétricas. Apenas um estudo técnico-econômico permitirá determinar a viabilidade de tais localizações.

Dentre os processos utilizados para definir as áreas de influência das subestações, quando da construção de uma nova , pode-se citar:

- traçando-se as mediatrizes e levando-se em consideração os acidentes geográficos que impossibilitem o intercâmbio entre as subestações;
- dividindo-se os alimentadores das subestações adjacentes pela metade, respeitando-se os limites de capacidade das subestações e o limite administrativo da cidade;
- distribuindo-se as cargas entre os alimentadores proporcionalmente às capacidades nominais das subestações.

Estas áreas de influência podem sofrer modificações quando dos estudos de remanejamentos de carga para melhoria do desempenho das redes.

4.4.1.2 - Caminhamento e dimensionamento de alimentadores primários

O dimensionamento dos alimentadores é feito a partir de condutores padronizados e deve obedecer às normas estabelecidas em cada empresa.

Alguns aspectos a serem obedecidos na definição do caminhamento de alimentadores são:

- procurar seguir os centros de carga e a direção de crescimento da área;
- procurar facilidades para operação e manutenção (evitar locais de difícil acesso, evitar ruas muito arborizadas, etc);

- aproveitar ao máximo os trechos existentes de rede;
- procurar os menores caminhos.

Nesta etapa procura-se, também, melhorar as deficiências em níveis de tensão, carregamento e confiabilidade e problemas de padronização e segurança detectadas na análise do sistema atual. É uma etapa dependente do bom senso e experiência do planejador.

4.4.2 - Análise Técnico-Econômica

A análise técnica consiste em simular o sistema ano a ano, verificando se há capacidade suficiente para que o atendimento das cargas seja satisfatório em termos de níveis de tensão e carregamento. Para tanto, pode-se fazer uso dos programas computacionais ou cálculos manuais mencionados no item 4.3.3.

Se o atendimento em determinado ano não for satisfatório, obras de expansão ou reforço são propostas e analisadas. Se houver mais de uma alternativa de atendimento, a seleção é feita com base em uma análise econômica.

As empresas utilizam, normalmente, o *método do valor atual ou presente* de análise econômica, referindo os investimentos, custos de operação e manutenção e custos das perdas elétricas ao ano-zero.

Devido às dificuldades em estimar os custos de operação, manutenção e perdas elétricas, muitas vezes, apenas os investimentos são considerados. Os investimentos incluem os custos de materiais e equipamentos, compra e/ou desapropriação de terrenos, mão-de-obra, transporte, contratação de serviços, depreciação das instalações, etc.

Os custos de manutenção são estimados, em alguns casos, como uma porcentagem dos investimentos totais da instalação, por exemplo, 1% para linhas de distribuição e subtransmissão e 0,5% para subestações. Os custos de operação, por sua vez, seriam incluídos apenas nas situações em que as fontes de alimentação fos

sem diferentes, como suprimento térmico e suprimento hidráulico . É conveniente fazer-se uma análise de sensibilidade, variando-se os valores destas duas parcelas de custo.

As perdas elétricas no nível de distribuição são significativas e como tal, a valoração das mesmas e sua inclusão nos estudos econômicos podem pesar significativamente na tomada de decisões. Entretanto, não existe um procedimento generalizado para a valoração de tais parâmetros. Pode-se adotar a *metodologia do CODI* [100] ou empregar as tarifas de compra de energia e demanda da empresa supridora, sendo esta última, a mais comumente utilizada pelas empresas, devido à sua simplicidade.

Ressalta-se ainda, que os estudos econômicos para a seleção de alternativas de expansão são empregados a critério do planejador e apenas para os casos onde sua sensibilidade e experiência não forem suficientes para proceder-se a escolha.

A análise de confiabilidade para a avaliação das alternativas de expansão ainda não é utilizada pelas concessionárias devido, em parte, à inexistência de dados confiáveis para o cálculo de taxas de falha e de reparo. Espera-se, para um futuro próximo, que tal análise seja incluída nos estudos de planejamento.

4.5 - NOTA TÉCNICA 02 [98,99,88]

A *Nota Técnica 02* [98] é uma metodologia de planejamento simplificada, utilizada por algumas empresas, para a determinação de quantitativos de obras e de investimentos para seus planos plurianuais. Fundamenta-se em valores médios de parâmetros do sistema e como tal, atende principalmente regiões com carência e/ou falta de confiabilidade de dados da rede.

A metodologia em questão aborda o sistema de distribuição em duas partes, a saber:

- troncos de alimentadores;
- ramais primários, transformadores de distribuição e circuitos secundários.

A parte referente aos ramais primários, transformadores de distribuição e circuitos secundários foi implementada computacionalmente, pelo corpo técnico do DEDI/ELETROBRÁS[99] e será progressivamente implantada nas empresas, procurando-se adequá-la às características e dados disponíveis de cada uma.

A referência (88) apresenta os resultados de uma análise e adaptação da *Nota Técnica 02*, com o objetivo de orientar as empresas da região norte, na aplicação da mesma, mostrando casos especiais e exemplos ilustrativos.

A *Nota Técnica 02* está sofrendo uma série de modificações no sentido de incorporar indicadores de perdas elétricas e de confiabilidade e processos de análise econômica. O trabalho está sendo desenvolvido pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), através de um convênio firmado entre a mesma e a ELETROBRÁS, para estudos de metodologias de planejamento de sistemas de distribuição.

A seguir será apresentada cada uma das partes abordadas pela *Nota Técnica 02*. As empresas, normalmente, tem utilizado a mesma para um horizonte de 10 anos.

4.5.1 - Troncos de Alimentadores

O processo de planejamento para os troncos de alimentadores é análogo ao método tradicional, constituindo-se das seguintes etapas:

- projeção de mercado a nível de subestações de distribuição;
- diagnóstico do sistema atual;
- proposição de obras de reforço para atender a carga prevista dentro de padrões permissíveis de atendimento.

Contudo, a seleção das obras não é feita a partir de uma análise econômica, mas é uma função da experiência e bom senso do planejador, tomando como base o histórico da empresa.

O modelo simplificado utilizado é o de Denton e Reps[16], apresentado no Capítulo III, em que a área de serviço de uma subestação é aproximada por um polígono regular, com a subestação no seu centro geométrico e os alimentadores partindo radialmente da mesma. O número de lados do polígono é igual ao número de alimentadores e a carga é considerada uniformemente distribuída dentro de toda a figura.

As equações de quedas de tensão são obtidas empregando-se o modelo de alimentador com área de influência triangular, cujos detalhes podem ser vistos no Capítulo III, item 3.3.1.

Para a análise do sistema atual são calculados os seguintes indicadores:

- relação entre a capacidade dos transformadores de distribuição e a capacidade dos alimentadores;
- relação entre a capacidade dos alimentadores e a capacidade da subestação;
- relação entre a capacidade dos transformadores de distribuição e a capacidade da subestação;
- fator de utilização médio dos alimentadores da área, que é calculado a partir dos dados de mercado (energia faturada, fator de carga, fator de potência e índice de perdas);
- quedas de tensão nos pontos mais distantes dos alimentadores, utilizando o modelo simplificado.

A análise destes cinco indicadores permite detectar, de modo global, as condições do sistema quanto à compatibilidade entre as capacidades da subestação, dos alimentadores e dos transformadores de distribuição, bem como os problemas de carregamento e quedas de tensão nos alimentadores. Com base nesta análise, procura-se solucionar os problemas, propondo reforços, modificações na rede, etc.

Entretanto, como os indicadores utilizados no estudo são valores médios para toda a área, não é possível a identificação dos pontos realmente críticos do sistema. Além disso, se tais indicadores respeitarem os valores pré-estabelecidos de cada em

presa, não se pode afirmar que toda a área esteja sendo atendida satisfatoriamente, pois pode haver locais onde os limites já foram ultrapassados e locais onde isto ainda não aconteceu.

Com a evolução da carga, o sistema torna-se com capacidade insuficiente para atendimento dentro de padrões aceitáveis, de forma que obras de expansão são necessárias, as quais serão definidas tomando-se como base duas hipóteses:

- área de influência de subestação crescente e densidade de carga aproximadamente constante, que é o caso onde o crescimento horizontal não está estabilizado, como por exemplo, regiões rurais e/ou periferias de grandes centros urbanos;
- densidade de carga crescente e área de influência de subestação aproximadamente constante, como em regiões onde o crescimento horizontal já está estabilizado, tendo-se iniciado um crescimento vertical.

Na primeira hipótese, com a evolução da carga, como há crescimento horizontal, o comprimento dos alimentadores tende a aumentar, sendo possível que os limites de quedas de tensão sejam ultrapassados antes que os limites de carregamento. A queda de tensão no ponto mais distante do alimentador (ΔV_{ac}) em função do fator de utilização (f_{u_a}) tem a forma de:

$$\Delta V_{ac} = K_1 \cdot (f_{u_a})^{K_2} \qquad (4.5)$$

onde K_1 e K_2 são constantes.

Ao limite máximo permissível de queda de tensão corresponderá um fator de utilização, cujo valor será tomado como o novo limite máximo, nos casos em que o mesmo seja menor que o valor máximo definido pelos critérios da empresa.

Para cada ano, a partir de dados do mercado, calcula-se o fator de utilização médio do conjunto de alimentadores,

identificando o ano em que o valor máximo será ultrapassado, propondo e analisando alternativas de expansão, procurando manter os indicadores em níveis adequados.

Na hipótese de densidade de carga crescente e área de influência de subestação aproximadamente constante, pode-se ter duas situações, a saber:

- quando existe a possibilidade de ampliação de subestações existentes, o aumento vertical das cargas leva a aumentos das seções transversais e/ou do número de alimentadores. Como a expansão horizontal é considerada insignificante, o comprimento dos alimentadores pode ser assumido constante;
- quando as subestações existentes não podem ser ampliadas, deve-se construir novas subestações, de forma que as cargas serão redistribuídas. Consequentemente os alimentadores tendem a ficar menos extensos.

Como em ambas as situações não se espera um aumento dos comprimentos dos alimentadores, é provável que os limites de carregamento sejam atingidos mais rapidamente que os limites de quedas de tensão.

Os procedimentos a serem seguidos para a hipótese em questão são os mesmos descritos na anterior, com a ressalva de que a relação entre a queda de tensão e o fator de utilização do alimentador, neste caso, será linear.

Como resultados destes estudos de expansão obtém-se o programa de obras da área de influência de cada subestação, que agregados, fornecem o programa global de uma determinada região e horizonte de planejamento.

A partir de módulos de construção e reforma de alimentadores, determina-se os quantitativos de materiais e equipamentos, assim como dos investimentos necessários à expansão do sistema. Os módulos de construção e reforma são obtidos através de um levantamento histórico de obras nos alimentadores realizadas na empresa.

O processo apresentado fornece, para cada ano do período de estudo, estimativas dos quantitativos físicos e financeiros para a expansão do sistema primário, muito embora tais estimativas devam ser encaradas com bastante cautela, por serem baseadas em valores globais dos parâmetros do sistema e do mercado.

4.5.2 - Ramais Primários, Transformadores de Distribuição e Rede Secundária

A expansão dos ramais primários está ligada ao crescimento do número de transformadores de distribuição, motivo pelo qual é tratada separadamente dos troncos de alimentadores.

As condições operacionais da rede secundária são estudadas através de um circuito equivalente, que deve possuir uma configuração e comprimento médios dos circuitos secundários da área e a capacidade moda dos transformadores de distribuição.

Analogamente aos troncos de alimentadores, a análise do sistema atual deve ser feita, avaliando-se os seguintes indicadores:

- fator de utilização médio do conjunto de transformadores de distribuição, a partir dos dados de mercado do sistema secundário;
- comprimento médio da rede secundária, dado pela relação do comprimento total da rede secundária pelo número de transformadores de distribuição;
- queda de tensão, calculada através do circuito médio.

Pela análise destes indicadores e comparações com os critérios pré-estabelecidos por cada empresa, o planejador, fundamentado em sua experiência e sensibilidade, detecta as deficiências do sistema, procurando solucioná-las, propondo modificações e reforços. O diagnóstico do sistema deve, também,ser complementado com resultados de medições em transformadores e circuitos secundários.

Os indicadores operacionais são valores médios e globais da área, de forma que possuem os mesmos inconvenientes já enumera

dos no item anterior referente aos troncos.

Definidos os procedimentos a adotar para produzir valores aceitáveis dos indicadores, deve-se quantificar os transformadores de distribuição a serem instalados no período de estudo.

Inicialmente, com base nos critérios de planejamento e diagnóstico do sistema atual, deve-se especificar os fatores de utilização médios dos transformadores para o ano-horizonte e anos intermediários e a partir destes e das projeções de mercado, calcular a capacidade em transformadores a ser instalada a cada ano. Os acréscimos a cada ano, obtidos efetuando-se a diferença entre as capacidades para dois anos consecutivos, devem ser analisados e comparados com o histórico de crescimento da empresa e se necessário, deve-se refazer o processo com diferentes fatores de utilização.

Para a determinação das quantidades e potências nominais dos transformadores de distribuição a serem instalados a cada ano, utilizam-se os percentuais históricos de instalação dos mesmos na empresa, cujos valores podem ser modificados conforme as necessidades.

A quantificação de obras na rede secundária é fundamentada na classificação das mesmas, nos seguintes tipos:

- construção de novos circuitos;
- divisão de circuitos existentes;
- extensão da rede secundária;
- substituição de transformadores por sobrecarga.

Como esta classificação deve incluir os tipos de obras comumente utilizadas pelas empresas, pode ser necessário fazer modificações na mesma.

A partir de levantamentos históricos de realização de cada tipo de obra na rede secundária, obtém-se os percentuais relativos de cada uma delas. Com estes percentuais e os acréscimos de transformadores de distribuição a cada ano, as quantidades de cada obra são determinadas. Finalmente, através dos circuitos médios de cada uma daquelas obras, calcula-se os quantitativos de

materiais e equipamentos da rede secundária, assim como dos ramais primários.

A cada ano, devem ser calculados os indicadores operacionais da rede secundária, verificando-se se são satisfatórios, identificando-se as causas e revendo-se, caso seja necessário, o processo de planejamento.

Os investimentos são determinados utilizando-se os custos unitários e orçamentos para a instalação de transformadores de distribuição e os módulos de construção dos circuitos médios. Deve-se, também, fazer uma estimativa dos investimentos relativos a ramais de ligação, medidores, etc, seja através de avaliação do histórico, seja por correlação ou por algum outro processo.

4.6 - MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

Conforme visto no Capítulo III, os métodos de otimização foram classificados nos seguintes subsistemas:

- subsistema subestação;
- subsistema subestação e alimentador;
- subsistema alimentador.

No Brasil, a utilização de técnicas de otimização no planejamento de redes de distribuição é ainda incipiente, tanto em relação ao subsistema subestação[81-84,96], quanto em relação ao subsistema subestação e alimentador[97].

Com relação ao subsistema subestação, há o sistema PROPLAD[81-84] (Processamento do Planejamento da Distribuição) e o trabalho de Gotelip[96], que são processos de planejamento a longo prazo de subestações de distribuição, em que são definidas as ampliações e/ou construções destas, tratando os alimentadores primários de modo aproximado. Ambos os trabalhos são baseados no modelo de Crawford e Holt[22] visto no Capítulo III, utilizando, também, a técnica de transporte para a definição das áreas de influência das subestações e o algoritmo de Ford e Fulkerson[23], para a sua resolução.

Entretanto, diferentemente do modelo de Crawford e Holt[22], estes dois trabalhos utilizam como menores distâncias de cada quadrícula às subestações, as distâncias em linha reta sem considerar os acidentes geográficos, áreas inacessíveis como aeroportos, ferrovias, lagos, rios, etc, que não permitem a ligação elétrica entre eles. Em Crawford e Holt[22] é utilizado um algoritmo especial que considera tais restrições.

Efetuou-se uma análise comparativa do sistema PROPLAD e do trabalho de Gotelip[96], detectando-se as seguintes diferenças:

- no sistema PROPLAD os níveis de tensão nos alimentadores primários são avaliados utilizando-se o modelo simplificado de Denton e Reps[16], apresentado no Capítulo III. Em Gotelip[96], os níveis de tensão são avaliados apenas a curto prazo, através do modelo de alimentador primário denominado "LOSS-FAULT-DIST", visto no item 4.3.3;
- no sistema PROPLAD, as alternativas de expansão são selecionadas a partir de um estudo econômico, ao passo que em Gotelip[96], a seleção é feita pelo planejador, baseando-se no resultado do transporte e em sua sensibilidade e experiência;
- no sistema PROPLAD, a disposição espacial das subestações e suas áreas de influência são obtidas computacionalmente num processo automatizado, o que não acontece em Gotelip[96], onde isto deve ser feito manualmente pelo planejador.

Da análise, verifica-se que o sistema PROPLAD[81-84] é mais completo e automatizado, motivo qual será abordado com maiores detalhes no item 4.6.1 a seguir.

Quanto ao subsistema subestação e alimentador, Burani[97], em sua tese de doutoramento, partiu dos trabalhos de Wall, Thompson e Northcote-Green[29] e de Thompson e Wall[30], os quais foram abordados no Capítulo III, diferindo, fundamentalmente, pelo algoritmo de resolução do problema de transporte. Este trabalho será apresentado com maiores detalhes no item 4.6.2.

4.6.1 - Sistema PROPLAD[81-84]

O sistema PROPLAD é um sistema computacional desenvolvido para automatizar os estudos de planejamento a longo prazo de subestações de distribuição, onde as alternativas de expansão, que envolvem a instalação de novas subestações e/ou ampliações das existentes, são analisadas técnica e economicamente.

O sistema em questão aplica-se a cada área de planejamento, convenientemente subdividida em quadrículas. Uma área de planejamento é obtida subdividindo-se uma região de planejamento com base em isolamento elétrico, proximidade geográfica, limites administrativos, facilidades de obtenção de dados, semelhança de problemas e/ou outros fatores. Uma região de planejamento, por sua vez, é cada uma das subdivisões da área de concessão da empresa.

É utilizado um banco de dados contendo os dados de cada área de planejamento e de cada uma de suas quadrículas, bem como os dados dos módulos de construção, com suas descrições, custos e parâmetros.

A definição dos seguintes termos torna-se necessária à compreensão do sistema PROPLAD:

- CONFIGURAÇÃO ALVO - é uma configuração do sistema para o ano-horizonte.
- CONFIGURAÇÃO INTERMEDIÁRIA - é uma configuração do sistema em um determinado ano intermediário entre o ano-base e o horizonte.
- ALTERNATIVA DE ATENDIMENTO - é uma sequência ordenada de configurações intermediárias que levam a alguma das configurações-alvo.

Como o enfoque é de longo prazo, uma configuração do sistema consiste basicamente da disposição física das subestações, suas capacidades, áreas de influência e número de alimentadores.

O processo de planejamento do sistema PROPLAD constitue-se das seguintes etapas:

- previsão de carga;
- proposição e seleção de configurações-alvo;
- proposição e seleção de configurações intermediárias;
- proposição e seleção de alternativas de atendimento;
- elaboração do Plano de Obras da área.

A primeira etapa consiste em projetar a demanda e o número de consumidores de cada quadrícula, bem como o consumo e a demanda globais da área, conforme apresentado no item 4.2.2.3. Há possibilidade de uma implementação futura das projeções dos índices DEC e FEC globais da área, mas isto não está ainda sendo utilizado, devido à inexistência de dados confiáveis para o seu cálculo.

A seguir serão apresentados com detalhes, as demais etapas do processo.

4.6.1.1 - Determinação das configurações-alvo

Para a determinação das necessidades do sistema no ano-horizonte, a definição dos seguintes mapas da área orientam o planejador, respectivamente, na localização de novas subestações e na ampliação das existentes:

- mapa de buracos ou mapa de falta de potência;
- mapa de mínimo transporte ou mapa de potência infinita.

Um mapa da área mostra a disposição espacial das subestações e suas áreas de serviço. Estas, por sua vez, são obtidas através da resolução do problema de transporte, em que é minimizado o somatório dos produtos dos carregamentos pelas distâncias de cada quadrícula às subestações, respeitando-se os limites de capacidade de cada uma destas.

O *mapa de buracos* ou *mapa de falta de potência* é obtido tomando-se a configuração do sistema no ano-base, os respectivos limites de potência e as cargas previstas do ano-horizonte. Nesta

situação, se a capacidade instalada for insuficiente para atender as cargas, haverá quadrículas que ficarão sem alimentação (buracos).

O *mapa de mínimo transporte*, por sua vez, é determinado da mesma forma, mas sem restrições de potência para as subestações. O mapa fornece, assim, a distribuição ideal das cargas entre as subestações atuais, desconsiderando a instalação de novas e assumindo que todas as existentes podem ser ampliadas sem restrições.

A proposição de configurações-alvo é feita pelo planejador, num processo altamente dependente de sua experiência e bom senso, fundamentado nos dois mapas de carga anteriormente citados e em considerações como facilidades de acesso de linhas de transmissão ou subtransmissão, disponibilidade de terrenos, centros de carga, saídas de alimentadores, possibilidades de ampliações das subestações, bem como outros.

Cada uma das configurações-alvo propostas deve ser analisada técnica e economicamente, classificando-a em candidata ou inviável. As configurações candidatas são armazenadas no banco de dados, com as informações de todas as suas características.

A análise técnica consiste na determinação das áreas de influência das subestações, respeitando-se seus limites de capacidade, e na verificação de seus carregamentos e das quedas de tensão nos alimentadores, tanto em condições normais quanto em contingências simples nas subestações.

Para o cálculo das quedas de tensão e perdas nos alimentadores primários, é utilizado o modelo de Denton e Reps[16], visto no Capítulo III, em que a área de influência de uma subestação é aproximada por um círculo de superfície equivalente e carga uniformemente distribuída, com tantos setores quantos forem os alimentadores, com os comprimentos dos troncos iguais ao raio do círculo e os ramais perpendiculares a estes.

Na análise econômica, computa-se os custos de implantação, os custos das perdas nos alimentadores, bem como os custos dos ramais de linhas de transmissão.

4.6.1.2 - Determinação das configurações intermediárias

O processo de determinação das configurações de cada ano intermediário é semelhante ao das configurações-alvo, com a ressalva de que as obras de expansão em cada um dos anos, devem estar contidas em alguma configuração-alvo candidata.

Para cada ano, a partir do primeiro, toma-se sua previsão de carga, a configuração e os limites de potência do sistema do ano anterior e processa-se o modelo de transporte, procurando detectar deficiências de suprimento, propondo obras de expansão, combinando ampliações de subestações existentes com construções de novas.

As configurações intermediárias devem ser avaliadas tecnicamente, selecionando-se aquelas que produzirem atendimento satisfatório. É analisado o carregamento das subestações e as quedas de tensão nos alimentadores primários, conforme já descrito no item 4.6.1.1. Calcula-se, também, para avaliação posterior, os custos de instalação e os custos das perdas elétricas.

A definição das configurações intermediárias leva ao estabelecimento das épocas de entrada das novas subestações e/ou das ampliações das existentes.

4.6.1.3 - Seleção das alternativas de atendimento e elaboração do Plano de Obras

Para cada configuração-alvo, o planejador define alternativas de atendimento, buscando possíveis caminhos entre as diversas configurações intermediárias. Portanto, uma mesma configuração intermediária pode ser utilizada em diferentes alternativas.

Como a análise técnica foi realizada para cada configuração intermediária, as alternativas de atendimento devem ser avaliadas apenas do ponto de vista econômico. Calcula-se, então, todos os dispêndios (investimentos despesas) em termos de seus

valores presentes, totalizando-os para o período de planejamento.

No item referente a investimentos devem ser incluídas as subestações de distribuição, os alimentadores primários e os ramais de linhas de transmissão ou subtransmissão. Estes são quantificados tomando-se os custos dos módulos a serem adicionados e/ou retirados entre duas configurações intermediárias consecutivas.

Na parcela correspondente às despesas, deveriam ser incluídas todas aquelas geradas ao transportar-se energia de um ponto a outro, tais como:

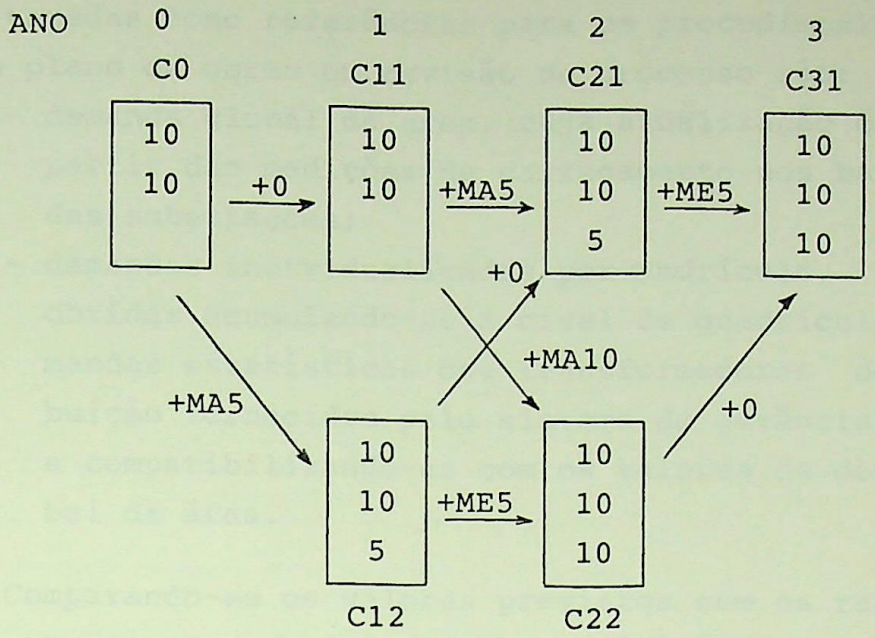
- custos de operação e manutenção;
- depreciação dos equipamentos;
- custos das perdas elétricas.

Entretanto, no sistema PROPLAD, as despesas constituem-se apenas dos custos das perdas elétricas nos alimentadores primários, que são quantificados a partir das tarifas de compra de energia e de demanda da concessionária supridora.

Totalizados os valores presentes dos investimentos e custos das perdas elétricas de cada alternativa, seleciona-se aquela de menor custo, hierarquizando as demais, que poderão ser utilizadas em possíveis revisões. O Plano de Obras da área em questão é obtido a partir da alternativa escolhida, detalhando-se as obras ano a ano.

Para uma melhor visualização do processo, supõe-se uma área com duas subestações existentes de 10[MVA] cada uma. Um estudo de planejamento para três anos produziu as configurações-alvo e intermediárias apresentadas na Figura 4.1.

Na Figura 4.1, C0 é a configuração-base, C31 é a configuração-alvo e C11, C12, C21 e C22 são as configurações intermediárias. As setas indicam os possíveis caminhos para atingir a configuração-alvo (alternativas de atendimento). Para cada uma delas, computa-se os valores presentes de todos os dispêndios, totalizando-os para o período de 3 anos. Seleciona-se aquela de menor custo e hierarquiza-se as demais.



onde MA$\underline{X}$ é o módulo de adição de $\underline{X}$ [MVA]

ME$\underline{X}$ é o módulo de expansão de $\underline{X}$ [MVA]

Figura 4.1 - Representação esquemática das configurações e alternativas de expansão

Os dispêndios a serem computados, por exemplo, na alternativa dada pela sequência C0, C11, C21 e C31 são:

- Ano 1 - custo da perda anual da configuração C11
- Ano 2 - custo de adição do módulo MA5
  - custo de perda anual da configuração C21
- Ano 3 - custo de expansão do módulo ME5
  - custo de perda anual da configuração C31

4.6.1.4 - Acompanhamento do crescimento de carga e procedimentos a tomar

A atualização do histórico de crescimento de carga, tanto para as quadrículas quanto para a área global deve ser feita anualmente, de modo que o primeiro ano da projeção passa a ser o último ano do histórico.

Os históricos básicos a serem atualizados e cujas va

riações são tomadas como referências para os procedimentos de modificação do plano de obras ou revisão do processo são:

- demanda global da área, cuja atualização é feita a partir das medições de carregamento nos barramentos das subestações;
- demandas individualizadas por quadrícula, que são obtidas acumulando-se a nível de quadrículas, as demandas estatísticas dos transformadores de distribuição fornecidos pelo sistema de gerência de redes e compatibilizando-as com os valores de demanda global da área.

Comparando-se os valores previstos com os realizados, calcula-se a *variação percentual da demanda global da área* e o *desvio-padrão dos erros relativos por quadrícula*, com base nos quais é detectada a necessidade ou não de rever os planos da área. Uma representação esquemática do processo está mostrada na Figura 4.2.

Dependendo da situação deve-se adotar um determinado procedimento:

- se os dois indicadores em questão estão dentro dos limites pré-estabelecidos, o plano de obras da área é mantido;
- se o desvio-padrão dos erros relativos das quadrículas não ultrapassa o limite, o programa de obras é adiantado ou atrasado, dependendo dos valores da variação percentual da demanda global;
- se o desvio-padrão dos erros relativos das quadrículas for maior que o limite, um novo plano de obras deve ser elaborado;
- independentemente dos valores dos indicadores, se o plano de obras tem mais de cinco anos, ele deve ser revisto.

Os desvios ocorridos nas projeções de carga devem ser analisados procurando detectar as causas de suas variações, verificando as entradas e saídas de consumidores de porte, modelos de projeção, etc. Tais análises auxiliarão o planejador nas modificações que eventualmente deverão ser feitas.

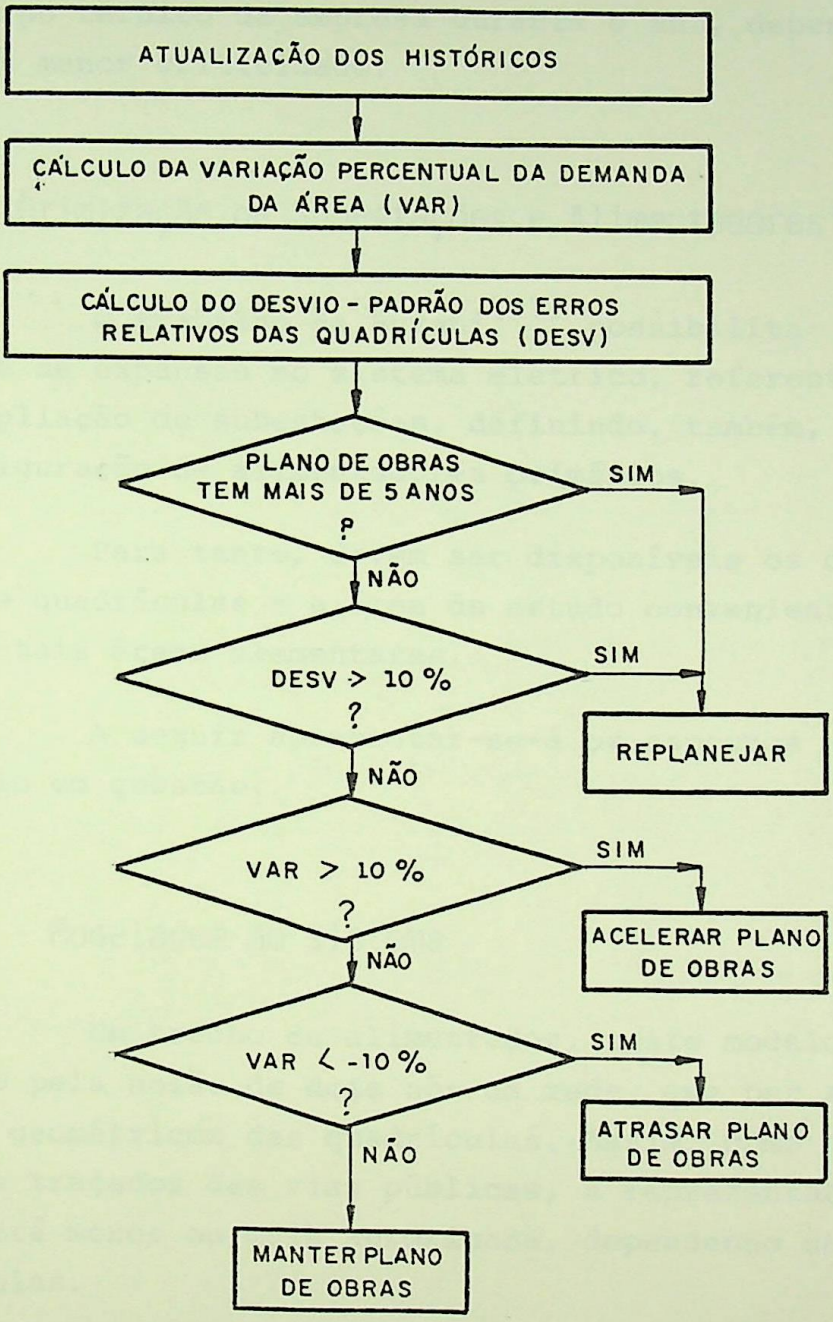


Figura 4.2 - Diagrama de blocos do processo de atualização de dados, verificação dos desvios e procedimentos a tomar

A realização do estudo de acompanhamento do crescimento de carga para todas as áreas de planejamento da empresa fornece os seguintes resultados:

- relação das áreas cujos planos devem ser adiantados, atrasados ou mantidos;
- cronograma das áreas que necessitam ser planejadas pelo corpo técnico da empresa durante o ano, dependendo de sua maior ou menor criticidade.

4.6.2 - Otimização de Subestações e Alimentadores[97]

O trabalho de Burani[97] possibilita a determinação de obras de expansão no sistema elétrico, referentes à construção e/ou ampliação de subestações, definindo, também, a correspondente configuração de alimentadores primários.

Para tanto, devem ser disponíveis os dados de carga a nível de quadrículas e a área de estudo convenientemente subdividida em tais áreas elementares.

A seguir apresentar-se-á os aspectos mais importantes do modelo em questão.

4.6.2.1 - Modelagem do sistema

Um trecho de alimentador, neste modelo de Burani[97], é obtido pela união de dois nós da rede, que por sua vez, são os centros geométricos das quadrículas. Assim, como não são considerados os traçados das vias públicas, a representação dos alimentadores será menos ou mais aproximada, dependendo das dimensões das quadrículas.

A Figura 4.3 mostra uma representação esquemática das curvas de custo para diversas seções transversais em função do fluxo de potência passante, constituídas, principalmente, pelos custos de instalação e custos das perdas elétricas. A lineariza

ção utilizada por Burani[97] para os trechos propostos de alimentador é a linha reta pontilhada mostrada na Figura 4.3, mas excluindo-se a parcela de custos fixos.

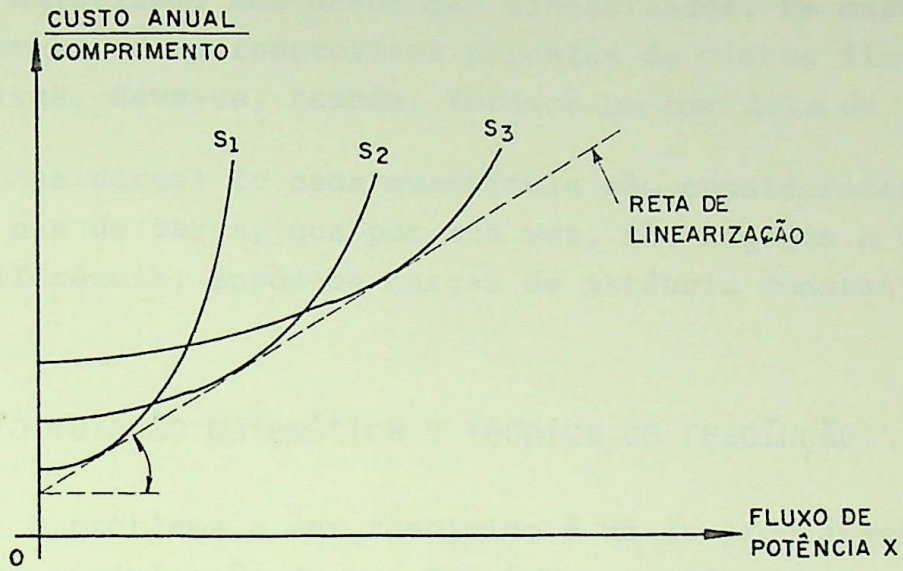


Figura 4.3 - Curvas de custo anual de 3 condutores e reta de linearização correspondente

Para os trechos existentes são utilizadas curvas de custo das perdas linearizadas conforme aquela mostrada na Figura 4.4.

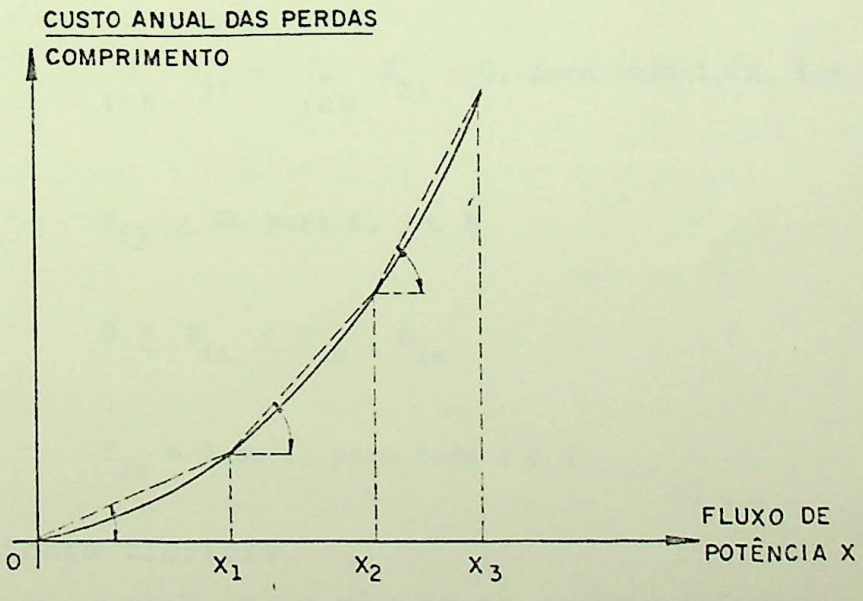


Figura 4.4 - Linearização dos custos das perdas

As subestações existentes e futuras são representadas por arcos ligando os respectivos nós a um nó fictício de referência. Para cada uma delas, devem ser dados o valor máximo permissível de potência para a operação nas condições do estudo, bem como o respectivo custo das perdas e/ou custo dos ramais de subtransmissão, se existirem, mas desde que linearizados. Em casos de subestações novas, se as respectivas parcelas de custos fixos forem significativas, deve-se, também, fornecê-las como dados de entrada.

As cargas de cada quadrícula são consideradas concentradas nos nós de carga, que por sua vez, são ligados a um nó fictício de referência. Supõe-se cargas de potência constante.

4.6.2.2 - Formulação matemática e técnica de resolução

O problema a ser resolvido é um de programação inteira-mista com minimização de uma função-custo da forma:

$$\min X_0 = \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} C_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{i \in I} Y_{is} \cdot F_{is} \qquad (4.6)$$

sujeito às restrições:

$$L_{ij} \leq X_{ij} \leq U_{ij}, \text{ para } i, j \in N, j \neq s \qquad (4.7)$$

$$\sum_{j \in N} X_{ji} - \sum_{j \in N} X_{ij} = 0, \text{ para todo } i \in N, i \neq j \qquad (4.8)$$

$$X_{ij} \geq 0, \text{ para } i, j \in \acute{N} \qquad (4.9)$$

$$0 \leq F_{is} \leq Y_{is} \cdot U_{is} \qquad (4.10)$$

$$Y_{is} = 0 \text{ ou } 1, \text{ para todo } i \in I \qquad (4.11)$$

onde s = nó-fonte fictício

$I = \{1, \ldots, m\} \cup \{s\}$ = nós-fonte (subestações)

$J = \{1, \ldots, n\}$ = nós de demanda

$N = I \cup J$

C_{ij} = custo de uma unidade de potência transportada do nó i para o nó j, com i, j ε N

X_{ij} = quantidade de potência transportada do nó i para o nó j, onde i, j ε N

F_{is} = custo fixo da subestação a ser instalada no nó i

Y_{is} = variável inteira 1 ou 0, se a subestação i for ou não escolhida durante o processo, respectivamente

L_{ij} = fluxo de potência mínimo do nó i para o nó j, com, i, j ε N

U_{ij} = fluxo de potência máximo do nó i para o nó j, com, i, j ε N

Da mesma forma que o exposto quando da apresentação dos modelos de Wall, Thompson e Northcote-Green[29] e de Thompson e Wall[30], a solução obtida pode ser manipulada no sentido de produzir uma solução radial, pois um nó representa a carga de toda uma quadrícula constituindo-se, normalmente, de vários consumidores. Se isto não for possível, utilizam-se regras heurísticas para obter soluções radiais.

Se não existisse a parcela de custos fixos para as subestações, o problema seria um de *transferências*, que nos trabalhos originais[29,30] foi resolvido empregando um *método simplex modificado*. Em Burani[97], este mesmo problema foi resolvido através de um algoritmo conhecido como "*out-of-Kilter*" que, segundo o autor, levava a uma menor alocação de memória do que outros métodos por ele tentados e apresentou resultados satisfatórios em termos de tempo de processamento.

Para a resolução do *problema de transferências com custos fixos*, é utilizada uma pesquisa do tipo "*branch and bound*" (Apêndice III) com critérios de ramificação e limitação do crescimento da árvore análogos àqueles utilizados por Thompson e Wall[30]. Cada uma das subestações vai sendo definida sequencialmente, de modo

que a parcela de custo fixo é posteriormente agregada à solução do problema de transferências. É construída, assim, uma árvore de enumeração em que os vértices representam os pontos de decisão e os ramos, a solução de um problema de transferências.

Maiores detalhes sobre o algoritmo "out-of-Kilter" e o processo "branch and bound" empregados, poderão ser encontrados em Burani[97].

4.6.2.3 - Estudos de ampliação e locação de subestações

O modelo de Burani[97] pode ser utilizado para a definição de quais subestações devem ser ampliadas e/ou quais devem ser construídas, de modo a satisfazer o crescimento de carga, com custos mínimos.

Considerando-se que normalmente é mais econômico ampliar subestações existentes do que construir novas, o planejador deve, inicialmente, determinar quais serão ampliadas, bem como seus respectivos acréscimos de potência. Uma indicação inicial pode ser obtida processando-se com o algoritmo "out-of-Kilter", um caso com as seguintes características:

- subestações atuais com potência infinita;
- rede de alimentadores com seus trechos existentes e suas respectivas limitações de potência e os trechos candidatos, com a restrição de potência passante do cabo de maior bitola disponível;
- quadrículas com suas cargas futuras.

O resultado obtido com este caso é equivalente ao *mapa de mínimo transporte* apresentado no item 4.6.1.1, mostrando a contribuição ideal de potência de cada subestação.

Com base nos resultados obtidos, o planejador faz um estudo para verificar a viabilidade física para as ampliações. Se algumas subestações apresentarem custos significativos de perdas na subtransmissão e/ou nos transformadores de força, tais custos, desde que linearizados, podem ser considerados no processamento.

Se o reforço da subtransmissão for muito elevado para alguma subestação, deve-se processar um caso sem a possibilidade de tal ampliação e outro caso deixando em aberto tal opção, acrescentando-se ao custo obtido em cada um deles, os respectivos custos fixos.

Se os custos fixos forem significativos para todas as subestações, deve-se recorrer à técnica "branch and bound".

Se as ampliações viáveis nas subestações existentes não forem suficientes para alimentar todas as cargas do horizonte de estudo, deve-se construir novas subestações. Para determinar onde construí-las e suas respectivas potências nominais, uma indicação inicial pode ser obtida, processando-se o seguinte caso, mas, sem incluir as parcelas de custos fixos:

- subestações com as capacidades de potência indicadas no estudo das ampliações;
- trechos existentes de rede com suas limitações de potência e os trechos candidatos com a restrição de potência do maior cabo disponível;
- quadrículas com suas cargas previstas para o ano-horizonte.

Analogamente ao *mapa de buracos* citado em 4.6.1.1, se a capacidade total for insuficiente, os resultados mostrarão quadrículas que não serão alimentadas por nenhuma subestação. O centro de carga de tais quadrículas dará uma indicação à instalação de uma nova subestação. Cabe, então, ao planejador, com base naqueles resultados e em considerações tais como limitações físicas, geográficas, elétricas, etc, propor diversas alternativas para a localização das novas subestações.

De posse das diversas localizações, atribue-se capacidades de potência para as novas subestações, resolvendo-se o problema de transferências com termos de custos fixos correspondente, empregando-se o processo "branch and bound". Outras potências nominais poderão ser analisadas, aplicando-se o modelo tantas vezes quantas forem necessárias. Aquele conjunto de subestações e respectivas capacidades que produzir os menores custos, será o selecionado.

O estabelecimento das datas de entrada em operação de cada uma das subestações é feito com base no mesmo algoritmo "branch and bound", mas considerando-se apenas aquelas subestações que foram selecionadas. É portanto, uma metodologia *pseudo-dinâmica*, que não garante o ótimo absoluto, mas focalizando um alvo (ano-horizonte) fornece a coerência necessária para a expansão do sistema, além de se aproximar da solução otimizada no tempo.(97)

Assim, ao executar-se o algoritmo "branch and bound" para cada ano, é possível determinar as datas de entrada de cada subestação, bem como a correspondente configuração de alimentadores, ainda que não sejam os ótimos absolutos.

4.6.2.4 - Revisão do planejamento

Analogamente ao descrito para o sistema PROPLAD, à medida que os históricos de carga das quadrículas forem atualizados, os valores previstos devem ser comparados com os realizados. Se o desvio padrão dos erros relativos das quadrículas estiver dentro de uma faixa pré-estabelecida pelo planejador, pode ser necessário acelerar, manter ou retardar o Plano de Obras o que vai depender do crescimento médio da demanda, comparativamente ao previsto. Se, entretanto, aquele desvio-padrão estiver fora dos limites pré-estabelecidos, o planejamento deve ser revisado.

A revisão deve também ser realizada se o Plano de Obras tem mais de, por exemplo, cinco anos.

4.7 - CONCLUSÕES

Verifica-se que nos estudos de planejamento realizados pelas concessionárias brasileiras, mesmo naqueles que utilizam técnicas de otimização, o planejador exerce um papel muito importante, pois a proposição e seleção das alternativas de atendimento é feita pelo mesmo, com base em sua experiência, sensibilidade e conhecimento da área.

Os modelos automatizados para planejamento são, contudo, ferramentas com as quais o planejador elabora os estudos de expansão pela análise de diversas alternativas, o que seria dificultado se realizado manualmente, devido à quantidade e extensão de cálculos matemáticos.

Uma das maiores dificuldades encontradas pelas concessionárias brasileiras é a falta de um cadastro histórico confiável e atualizado dos dados de demanda e/ou consumo e da rede elétrica. Dentre os diversos fatores que levam a tal situação, pode-se citar:

- a inexistência de estudos mais elaborados e precisos de previsão de carga e de planejamento provoca um crescimento desordenado da rede à medida que as cargas vão aparecendo, sem a correspondente atualização de dados e diagramas unifilares;
- devido às restrições financeiras, as redes de distribuição têm operado quase no limite de suas capacidades, de forma que as transferências de carga entre alimentadores ou entre subestações têm sido frequentes. Isto torna mais provável a existência de erros nas medições de demanda máxima dos barramentos das subestações, valores estes que são fundamentais nos estudos de previsão de carga;
- quando uma nova subestação é instalada numa área, os históricos de medições de demanda máxima dos alimentadores de subestações adjacentes são perdidos, pois os mesmos assumirão configurações diferentes;
- o sistema de gerência de redes, que utiliza os dados de faturamento da empresa e o cadastro da rede elétrica, é a base de dados dos históricos das quadrículas em algumas empresas. Assim, estes dados não se manterão confiáveis e atualizados, se não houver uma interação constante entre o sistema de faturamento e o de gerência de redes;
- o sistema de gerência de redes utiliza curvas consumo x demanda obtidas de medições realizadas em uma amostragem de transformadores de distribuição da

área. Se tais curvas não apresentarem uma correlação forte para a área em questão, os dados de demanda obtidos não serão representativos.

Como nos estudos de planejamento a base de dados constitue-se basicamente dos históricos de demanda e/ou consumo e dos cadastros da rede elétrica, é preciso que as empresas façam investimentos para a obtenção e manutenção dos mesmos atualizados e confiáveis. Neste sentido, deve merecer atenção especial por parte das empresas o sistema de gerência de redes, bem como a conscientização do pessoal técnico à obtenção e atualização dos dados.

Atualmente, como a quantidade de dados a ser manipulada no sistema de gerência de redes é muito grande, as empresas têm realizado uma atualização do mesmo de três em três meses e utilizando a média do consumo faturado para o período.

Devido às dificuldades encontradas pelas empresas para a obtenção de dados, verifica-se a existência de diversas variações nas metodologias de projeção de carga, pois cada uma procura adaptar da melhor forma possível a base de dados disponível. Nota-se, ainda, que o processo de projeção de carga não é automatizado em muitas empresas, o que requer muito tempo e mão-de-obra , principalmente no que se refere a nível de quadrículas.

As metodologias de planejamento brasileiras têm um enfoque determinístico, onde se procura respeitar os limites de tensão e carregamento nos alimentadores primários. Para que a abordagem evolua de determinística para probabilística, muito deve ainda ser feito. Antes de mais nada, o Brasil deve investir na obtenção de dados confiáveis acerca de taxas de falha e indisponibilidade de equipamentos e obras, que são necessários, também, nos estudos de confiabilidade que deveriam ser realizados mesmo para as abordagens determinísticas.

Com relação às metodologias de planejamento designadas como *tradicionais* , verifica-se que cada empresa tem procurado adaptar-se às características intrínsecas de cada uma, tais como base de dados, programas existentes, pessoal técnico, etc. Não existe

uma uniformidade de procedimentos que utilize uma base de dados e critérios comuns, direcionada à obtenção de planos ótimos. Apesar disso, existe uma conscientização por parte do pessoal técnico , da necessidade de aperfeiçoamento e desenvolvimento de novas técnicas, o que entretanto é dificultado devido à falta de pessoal e tempo.

A *Nota Técnica 02* foi elaborada com o objetivo de fornecer subsídios para a determinação de quantitativos de investimentos solicitados por órgãos financiadores, a partir de valores médios dos parâmetros da área, tais como fator de carga, fator de potência, índice de perdas, energia faturada, capacidade moda dos transformadores de distribuição, comprimento médio de circuitos secundários, etc. A grande vantagem desta metodologia é a possibilidade de utilização para áreas com carência e/ou inconfiabilidade de dados da rede e sem necessitar conhecer a configuração elétrica real do sistema. Desde que existam dados confiáveis e atualizados para a rede e as cargas, não terá sentido a aplicação de tal metodologia, pois os resultados obtidos podem não ser representativos das reais necessidades do sistema.

Quanto à utilização de técnicas de otimização ao planejamento de redes de distribuição, percebe-se que o Brasil caminha a passos lentos encontrando-se, ainda, no início do trajeto já percorrido por outros países.

O sistema PROPLAD é uma ferramenta valiosa para estudos de longo prazo, em que diversas alternativas de atendimento podem ser analisadas, de modo que aquela de menor custo e melhor desempenho seja selecionada, aliviando o planejador de extensos e repetitivos cálculos matemáticos.

Entretanto, como são analisadas apenas as alternativas propostas pelo planejador, o sistema PROPLAD não produz soluções ótimas absolutas. Além disso, o processo de localização de novas subestações é empírico, baseado nos dois mapas da área anteriormente citados e considerações geográficas, físicas e elétricas , onde o resultado do transporte funciona como balizamento.

No sistema PROPLAD, que é pseudo-dinâmico, define-se inicialmente as configurações-alvo a partir de um estudo econômico fundamentando-se nos resultados dos problemas de transporte. Como, entretanto, ainda não estão definidas as épocas de entrada de cada obra de expansão, o estudo econômico mencionado não considera o *valor do dinheiro no tempo*. Desta forma, as configurações-alvo assim obtidas podem não ser, realmente, as de menores custos. Este inconveniente é pelo menos amenizado no final, ao efetuar-se o estudo econômico para as alternativas de atendimento, considerando os valores presentes dos investimentos e dos custos das perdas elétricas correspondentes a cada uma e totalizados para o período de estudo.

Para o cálculo das quedas de tensão e das perdas elétricas utiliza-se o modelo de Denton e Reps[16]. Se este modelo não se ajustar bem às áreas de influência reais das subestações, os resultados não serão valores muito precisos.

O grande mérito do sistema PROPLAD é fornecer uma visão global das necessidades de ampliação e/ou construção de subestações para longo prazo, mostrando os locais mais adequados para a sua instalação e quais seriam as melhores ampliações, sem entretanto definir as capacidades ótimas para cada uma delas e detalhar os alimentadores.

Estes últimos aspectos poderiam ser obtidos utilizando-se o modelo de Burani[97] em uma maneira unificada tal como aquela sugerida por Northcote-Green, Cummings e Wall[54] e mencionada no Capítulo III, onde as entradas e saídas de dados dos dois programas seriam compatíveis. Assim, a partir dos carregamentos das subestações fornecidos pelo sistema PROPLAD, propor-se-ia capacidades de potência para as mesmas e aplicar-se-ia o modelo de Burani[97]. Várias capacidades poderiam ser analisadas, executando-se o processo repetidas vezes. Os resultados de tais estudos permitiriam, assim, a definição das capacidades ótimas para as subestações, bem como dos correspondentes caminhamentos dos alimentadores, embora estes sejam aproximados, devido à não consideração dos traçados das vias públicas (ruas, avenidas, etc).

Definido o caminhamento dos alimentadores, estudos adicionais, tais como fluxo de carga, confiabilidade, curto-circuito, regulação de tensão, etc, poderiam ser empreendidos com o objetivo de avaliar o desempenho da rede. Se este fosse inadequado, procurar-se-ia novas soluções.

Os dois métodos apresentados e que utilizam otimização, requerem uma base de dados a nível de quadrículas. Isto vem confirmar a sua importância e acentuar a necessidade de investir na obtenção dos mesmos.

Como pôde ser visto no Capítulo III, existem métodos mais completos que o de Burani[97]. Além disso, percebe-se no exterior um interesse crescente na utilização de metodologias de planejamento com abordagens probabilísticas.

Para o Brasil, ao lado dos investimentos na obtenção de dados da rede, consumo e/ou demanda, deve-se procurar desenvolver métodos de otimização que sejam adequados às características das empresas brasileiras, podendo-se, inclusive, investigar a possibilidade de implementar aquelas com abordagens probabilísticas.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

Este trabalho procurou apresentar um levantamento de metodologias e modelos de planejamento de sistemas de distribuição existentes ou propostos para utilização no Brasil e no exterior, efetuando, paralelamente, um estudo crítico e comparativo dos mesmos, mas sem apontar uma metodologia ou modelo específico como o mais adequado.

Conforme visto no Capítulo III, o planejamento da distribuição no exterior sofreu, nos últimos anos, um impulso em direção à aplicação de técnicas de otimização e à utilização de modelagens cada vez mais precisas.

Contudo, ainda existe espaço para aperfeiçoamentos e para a consideração de outros aspectos do planejamento.

Quanto mais precisa a modelagem, maior tende a ser o esforço computacional necessário para a solução do modelo, o que pode torná-lo inviável do ponto de vista prático.

Um modelo que tenha incluídos todos os requisitos necessários a estudos completos de planejamento muito provavelmente irá apresentar essa inviabilidade em termos computacionais. Uma alternativa seria utilizar uma sequência de programas computacionais de maneira unificada, cada um dos quais referindo-se a uma etapa distinta do processo, tal como, por exemplo, é sugerido por Northcote-Green, Cummings e Wall[54].

Os modelos de Gonen e Foote[31,32], de El-Kady[35], de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38] apresentam grande parte dos requisitos necessários a estudos de planejamento. Como, entretanto, nos mesmos não é abordado o problema da localização física das subestações, haveria necessidade de combiná-los com um outro modelo, que poderia ser, por exemplo, o de Crawford e Holt[22].

Além disto, os modelos de Gonen e Foote[31,32], pelo fato de apresentarem tempos computacionais comparativamente maiores que os demais, não seriam práticos, a não ser em redes de dimensões bastante reduzidas.

Já os modelos das referências (35) a (38) apresentam exemplos que a primeira vista parecem satisfatórios. Contudo, estudos adicionais utilizando redes de diferentes dimensões necessitariam ser empreendidos, com o objetivo de verificar a sua viabilidade e capacidade para tratar redes de grandes dimensões.

Destes modelos, os de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd[36] e os de Gonen e Ramirez-Rosado[37,38] utilizam pacotes comerciais de programação, que normalmente são bastante genéricos e cujo objetivo é produzir resultados satisfatórios para uma diversidade de problemas. Estes pacotes não buscam, assim, uma otimização do tempo de computacão. A implementação de programas específicos pode vir a produzir melhores resultados do que aqueles obtidos com os pacotes de programação.

Com relação à abordagem probabilística do planejamento, o trabalho de Miranda[52], que é um aperfeiçoamento do modelo de Hindi e Brameller[27,28], dá uma indicação de possíveis desenvolvimentos que podem ser realizados nesta área.

A maior dificuldade de implementar metodologias com enfoques probabilísticos reside na correta determinação dos custos de interrupção de energia elétrica, que traduzam os reais prejuízos para os diversos tipos de consumidores, levando-se em conta as diferentes características das áreas de estudo.

No Brasil existe uma grande diversidade regional no que diz respeito às características dos sistemas elétricos, aos tipos de consumidores e aos montantes de recursos financeiros para serem investidos na operação, manutenção e expansão dos sistemas, bem como para a contratação de pessoal técnico e serviços.

Algumas empresas de energia elétrica brasileiras contam, assim, com falta de mão-de-obra técnica especializada que possa dedicar-se ao estudo e ao aprimoramento de metodologias e cri

térios de planejamento e à atualização e manutenção de dados confiáveis das redes e das cargas.

Verifica-se, assim, que pelo menos a curto-prazo, uma única metodologia de planejamento utilizável em todas as regiões do Brasil seria inviável, devido às características peculiares de cada uma delas.

Já a longo prazo, pode-se visualizar uma uniformização de procedimentos e ferramentas de planejamento. Para isto, entretanto, é necessário que sejam realizados esforços mais significativos por parte das empresas para desenvolver e manter um cadastro de dados confiáveis acerca de seus sistemas de distribuição, pois somente com a existência de tais bases de dados é possível a utilização de metodologias mais eficientes de planejamento.

Assim, um sistema de gerência de redes ou algo similar deve ser implantado em cada empresa, mas procurando mantê-lo sempre atualizado e com dados confiáveis. A abrangência deste sistema deve ser a nível de rede primária e rede secundária.

Embora não abordado de forma específica nesta dissertação, verifica-se que o sistema secundário de distribuição é bastante carente no que diz respeito ao cadastro de dados, dificultando bastante os estudos neste nível.

As empresas vêm conscientizando-se da real importância destes cadastros. Mesmo algumas de menor porte encontram-se em vias de implantar sistemas de gerência de redes.

Conforme pôde ser visto no Capítulo III, dados a nível de quadrículas são necessários para grande parte dos modelos que utilizam técnicas de otimização. O sistema de gerência de redes é, pois, uma fonte para a extração de tais dados.

Ainda no tocante aos dados, verifica-se no Brasil a inexistência de dados confiáveis para a avaliação das taxas de falha e indisponibilidades dos equipamentos e obras.

A utilização do computador digital no planejamento da

distribuição no Brasil, de um modo geral, ainda é precária, sendo que grande parte dos cálculos, inclusive aqueles correspondentes à previsão de carga, é realizada manualmente.

Desta forma, fica difícil o estudo de um número significativo de alternativas de expansão, o que pode resultar em soluções não muito satisfatórias em termos econômicos e/ou de desempenho.

A utilização de técnicas de otimização no planejamento possibilita o estudo de um número maior de alternativas, reduzindo a influência subjetiva do planejador, embora esta não deva ser descartada por completo.

Vencidas as dificuldades com relação ao cadastro de dados, nada impedirá que métodos automatizados de planejamento sejam elaborados e utilizados, de modo que menores custos e melhores desempenhos sejam alcançados em menor tempo e com menores esforços.

O sistema PROPLAD, que já se encontra implementado em uma empresa, se associado ao modelo de Burani[97], desde que ambos sejam utilizados combinada e iterativamente, poderá fornecer resultados bastante satisfatórios no tocante ao planejamento de subestações e alimentadores primários, ainda que possua as desvantagens já enumeradas no Capítulo IV.

Ao sistema PROPLAD caberia a função de determinar as necessidades do sistema a nível de subestações, mostrando inclusive as melhores localizações para as novas subestações. Ao modelo de Burani[97] caberia a tarefa de verificar as capacidades para as subestações que produzissem os menores custos e determinar as correspondentes configurações de alimentadores.

Assim, como o controle estaria nas mãos do planejador, ele poderia direcionar os estudos nos caminhos que levassem ao ótimo.

Como mais cedo ou mais tarde caminhar-se-á em direção às metodologias com enfoques probabilísticos, deve-se ponderar

desde logo tal possibilidade, ao se escolher um modelo de otimização para ser implementado.

Tendo em vista todo o exposto neste trabalho, percebe-se que a área de planejamento de sistemas de distribuição, principalmente no que se refere ao Brasil, mostra-se uma área bastante carente e consequentemente bastante promissora e interessante para o desenvolvimento e implementação de trabalhos futuros, alguns dos quais, são sugeridos a seguir.

Aspectos tais como precisão na modelagem, requisitos computacionais, sensibilidade a erros em projeções de carga, capacidade em tratar redes de grandes dimensões, dentre outros, podem ser analisados e comparados em bases mais concretas, se cada um dos modelos forem implementados e avaliados sob aqueles enfoques.

Sugere-se, assim, a implementação computacional dos modelos, com o objetivo de melhor avaliar sua aplicabilidade.

Cada um daqueles modelos mencionados no Capítulo III pode, inclusive, ser aperfeiçoado, no sentido de considerar os custos das deficiências em qualidade e continuidade de serviço, resultando em uma abordagem probabilística do problema.

Tendo em vista os resultados computacionais bastante satisfatórios dos modelos de Wall, Thompson e Northcote-Green[29] e de Thompson e Wall[30], a inclusão da parcela referente aos custos das interrupções no fornecimento nos mesmos, pode mostrar-se razoável.

A inclusão destas parcelas de custo em modelos mais completos poderá produzir tempos de computação excessivos, o que, entretanto, só será comprovado, se isto for realizado.

Além disso, modelos mais completos que os apresentados podem ser desenvolvidos, implementados e avaliados.

Um aspecto não abordado na presente dissertação é a existência de restrições financeiras para a realização de investimentos. Nestes casos, a consideração da energia não distribuída e

dos custos das interrupções poderia ser uma ponderação do impacto da não realização dos investimentos ou uma justificativa para realizá-los. Este é um assunto bastante interessante e que pode gerar trabalhos futuros.

O planejamento de redes secundárias de distribuição, também não abordado nesta dissertação, deve ser encarado mais seriamente do que tem sido até hoje. Como a carência de dados neste nível no Brasil é bastante crítica, as redes secundárias não tem tido a atenção adequada.

Como a utilização de micro e minicomputadores vem se difundindo muito ao longo dos últimos anos, numa tentativa de descentralizar os estudos, a implementação de métodos e modelos nestes equipamentos tem-se mostrado uma área promissora.

Uma ferramenta valiosa para os estudos de planejamento e propício para tema de trabalhos futuros é um programa de fluxo de carga adequado para redes de distribuição, com facilidades para estudos de contingências e remanejamentos de carga e que possa considerar uma área de estudo de dimensões reais.

Com relação à previsão de carga, visualiza-se, também, um assunto merecedor de trabalhos futuros. Ainda hoje em dia, no Brasil, verifica-se uma precariedade em tais estudos, constituindo-se, na maioria das vezes, em projeções globais através de ajustes de mínimos quadrados, fundamentando-se na experiência e conhecimento da área pelo planejador.

No tocante à análise econômica das alternativas, um ponto ainda polêmico e merecedor de discussões adicionais é que custo deve-se atribuir às perdas elétricas, já que o mesmo constitue uma das parcelas do custo total de cada alternativa. Deve-se avaliar a validade da utilização de critérios de custeio baseados na tarifação, que são os usuais.

Percebe-se, assim, que o assunto planejamento de sistemas de distribuição é bastante amplo e não se esgota com apenas alguns trabalhos.

Espera-se, com este trabalho, ter dado uma contribuição, ainda que pequena comparada às dimensões dos problemas de planejamento existentes no Brasil. Espera-se, ainda, ter aberto caminhos e despertado interesses, de modo que as dificuldades encontradas venham progressivamente a ser superadas.

APÊNDICE I

REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS ANUAIS DOS CONDUTORES NOS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

Neste apêndice serão apresentadas as diversas maneiras com que os custos anuais dos condutores por unidade de comprimento são representados nos modelos de otimização aplicados ao planejamento da distribuição.

Na Figura A1.1 está mostrada esquematicamente a curva de custo anual de um condutor genérico de seção transversal S_i por unidade de comprimento, em função do fluxo de potência circulante pelo mesmo.

O custo fixo K do condutor S_i corresponde basicamente a seu custo de instalação, ao passo que o custo variável com o fluxo de potência é constituído principalmente pelo custo das perdas elétricas.

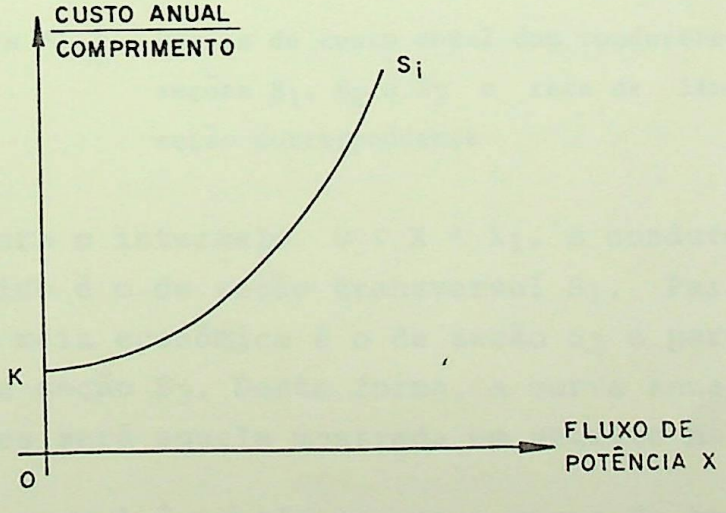


Figura A1.1 - Curva de custo anual do condutor de seção S_i por unidade de comprimento

Para representar os custos dos condutores nos modelos de otimização de modo a tornar a formulação matemática linear, po

de-se optar por um dentre três caminhos diferentes, dependendo da precisão desejada e da capacidade de armazenamento e resolução do computador:

- CASO 1

  Sejam as curvas de custo anual por unidade de comprimento para as seções transversais S_1, S_2 e S_3 mostradas na Figura A1.2.

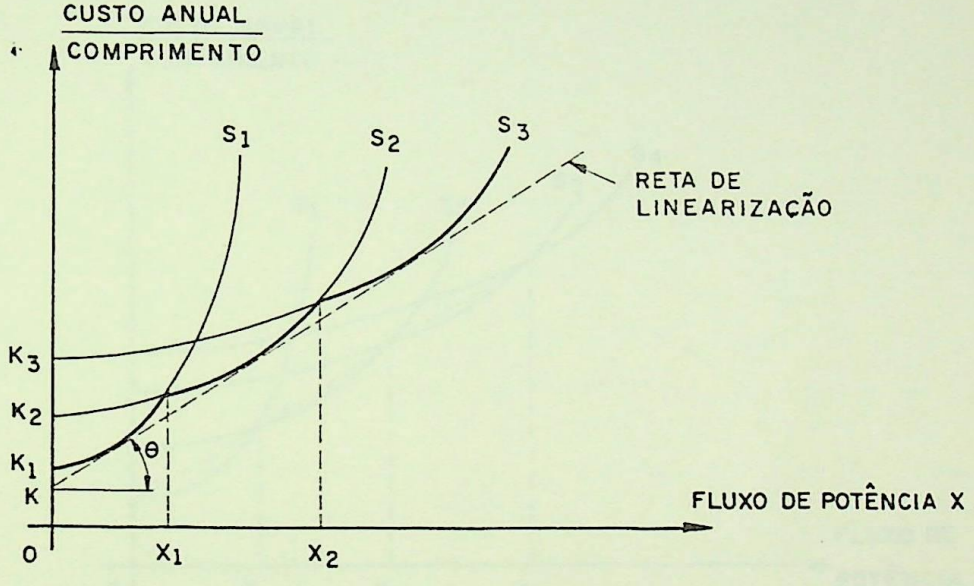


Figura A1.2 - Curvas de custo anual dos condutores de seções S_1, S_2 e S_3 e reta de linearização correspondente

Para o intervalo $0 < X < X_1$, o condutor mais econômico é o de seção transversal S_1. Para $X_1 < X < X_2$, o mais econômico é o de seção S_2 e para $X > X_2$ é o de seção S_3. Desta forma, a curva anual dos condutores será aquela mostrada em negrito na Figura A1.2.

O caso 1 é aquele em que a curva de custos resultante é ajustada por uma reta única com custo fixo K e inclinação θ, como mostrado na Figura A1.2. Neste caso, perde-se a referência ao tipo de condutor a ser empregado.

- CASO 2

Neste caso, como mostrado na Figura A1.3 pelas linhas tracejadas, a curva de custo anual dos condutores é aproximada por segmentos de reta.

Para cada faixa de fluxo de potência faz-se corresponder um segmento de reta aproximado, de forma que não é perdida a referência ao tipo de condutor que é mais econômico.

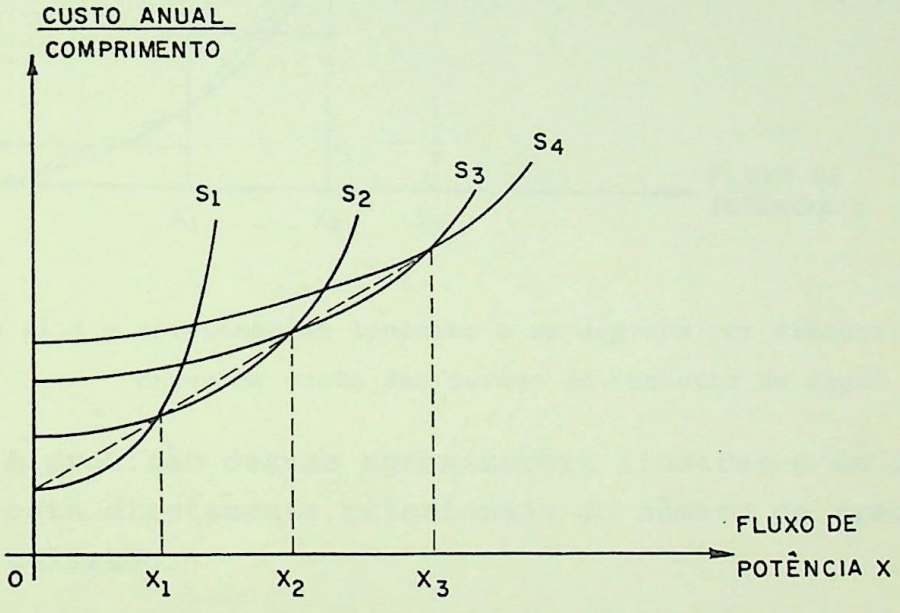


Figura A1.3 - Aproximação por segmentos de reta

A precisão obtida com esta representação será tanto maior quanto maior for o número de condutores e quanto mais estreitas forem as faixas econômicas de fluxo de potência de cada condutor.

- CASO 3

Neste caso, cada seção transversal de condutor é tratada separadamente, fazendo-se a aproximação sobre a sua curva de custo das perdas elétricas. Pode ser utilizada a linearização por trechos ou a aproximação em degraus ("steps") por trechos. A Figura A1.4 mostra estas duas possibilidades para um condutor de seção S_i.

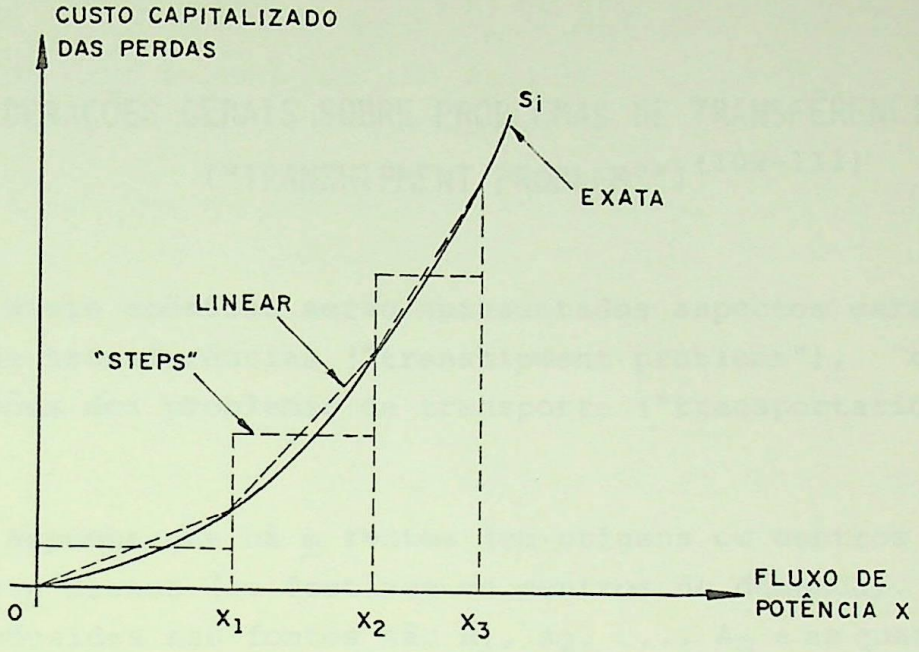


Figura A1.4 - Aproximações lineares e em degraus por trechos da curva de custo das perdas do condutor de seção S_i

A precisão destas aproximações lineares e em degraus está diretamente relacionada ao número de trechos utilizado.

Se, contudo, a formulação linear não for requerida nos modelos, o custo das perdas elétricas será melhor definido através de uma relação não-linear. A representação por uma função quadrática com o fluxo de potência tem sido a preferida dentre as funções não-lineares.

APÊNDICE II

CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE PROBLEMAS DE TRANSFÊRENCIAS ("TRANSHIPMENT PROBLEMS")[108-111]

Neste apêndice serão apresentados aspectos gerais dos problemas de transferências ("transhipment problems"), que são generalizações dos problemas de transporte ("transportation problems").

Suponha que há m fontes (ou origens ou centros de suprimento) e n drenos (ou destinos ou centros de demanda). As quantidades produzidas nas fontes são $A_1, A_2, \ldots, A_m$ e as quantidades requeridas em cada dreno são $B_1, B_2, \ldots, B_n$. O custo unitário para transporte de cada unidade de produto entre a origem i e o destino j é C_{ij}.

O modelo matemático do *problema de transportes* é dado por:

$$\min Z = \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} C_{ij} \cdot X_{ij} \qquad \text{(A2.1)}$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{n} X_{ij} = A_i, \; i = 1, 2, \ldots, m \qquad \text{(A2.2)}$$

$$\sum_{i=1}^{m} X_{ij} = B_i, \; j = 1, 2, \ldots, n \qquad \text{(A2.3)}$$

$$X_{ij} \geq 0, \quad \forall \; i,j \qquad \text{(A2.4)}$$

A variável X_{ij} representa a quantidade de produto a ser transportado da origem i ao destino j.

A formulação apresentada considera a soma das ofertas igual à soma das demandas (casos balanceados). Em casos desbalanceados, basta considerar fontes ou drenos fictícios, conforme o caso.

No modelo de transporte, os produtos podem ser apenas transferidos no sentido das fontes aos destinos. Não pode haver transferências entre duas origens ou entre dois destinos e nem no sentido dos destinos para as fontes.

O *problema de transbordo ou transferências* ("transhipment problem") é uma generalização do problema de transportes, em que os fluxos podem ocorrer em qualquer sentido. Além disso, alguns nós podem atuar como pontos intermediários, servindo como locais de transferências de carga.

Se há limites para os valores das variáveis X_{ij}, o problema é denominado de *transferências limitadas* ("capacitated transhipment problem"). Neste caso, a restrição (A2.4) seria substituída por:

$$L_{ij} \leq X_{ij} \leq U_{ij} \quad , \quad \forall \; i, j \qquad \text{(A2.5)}$$

onde L_{ij} = limite inferior de fluxo para a variável X_{ij};

U_{ij} = limite superior de fluxo para a variável X_{ij}.

Existem casos, tal como nos estudos de planejamento de subestações e alimentadores de distribuição, em que a cada fonte, além do custo variável C_{ij}, está também associado um custo fixo F_i, correspondente a seu custo de instalação. Para estes casos, o problema denomina-se de *transferências com custos fixos* ("fixed charge transhipment problem") e é dado por:

$$\min Z = \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} C_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{i=1}^{m} F_{is} \cdot Y_{is} \qquad \text{(A2.6)}$$

onde s = nó-fonte de referência (super-fonte);

F_{is} = custo fixo de fonte i ; i = 1, 2, ..., m;

Y_{is} = 0 ou 1; i = 1, 2, ..., m.

Em uma forma mais genérica, se a todos os nós estiverem associados custos fixos, a função-objetivo será dada por:

$$Z = \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} C_{ij} \cdot X_{ij} + F_{ij} \cdot Y_{ij} \qquad \text{(A2.7)}$$

onde F_{ij} = custo fixo do nó $\underline{i}$ ao nó j; i = 1, 2, ..., m;
j = 1, 2, ..., n;

Y_{ij} = 0 ou 1; i = 1, 2, ..., m; j = 1, 2, ..., n.

Devido às descontinuidades na origem, estes problemas com custos fixos não podem ser resolvidos por técnicas padrões de programação linear. Um procedimento de resolução poderia empregar a enumeração "branch and bound".

APÊNDICE III

CONSIDERAÇÕES SOBRE A APLICAÇÃO DO MÉTODO "BRANCH AND BOUND" A PROBLEMAS DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA E INTEIRA-MISTA

O espaço de solução de um problema de programação inteira é limitado, existindo somente um número finito de soluções possíveis. A maneira mais simples para resolver um problema deste tipo é enumerar todas as combinações possíveis e selecionar aquele conjunto que produzir o melhor valor da função. Entretanto, este procedimento aumentaria demasiadamente o esforço computacional, dependendo do número de variáveis e da quantidade de valores que cada uma pudesse assumir.

Neste sentido, seria interessante utilizar algum procedimento de enumeração que produzisse a solução ótima, sem necessitar examinar todas as soluções possíveis, mas somente uma parte destas.

O *método "branch and bound"* ou *método de busca em árvore* ou *algoritmo de retrocesso* é uma técnica de busca reduzida que se mostra adequada à resolução de problemas que possuem restrições de valores inteiros nas variáveis, tais como os problemas de programação inteira pura e inteira-mista.

A programação inteira-mista, onde apenas algumas das variáveis devem assumir valores inteiros, tem sido utilizada, por exemplo, em planejamento de sistemas de distribuição.

Dentro deste contexto, o presente apêndice tem por objetivo apresentar considerações gerais acerca do método "branch and bound" de enumeração.

Este método não trata diretamente com um problema inteiro, mas considera um problema contínuo, relaxando (afrouxando) as restrições de valores inteiros para as variáveis. A razão dis

so é que é mais fácil resolver um problema contínuo do que um inteiro. Assim, se o ótimo para o problema contínuo satisfaz todos os requisitos inteiros, então o problema está resolvido. Se houver variáveis que não obedecem a restrição de valores inteiros, então, novos problemas são criados, pela imposição de restrições adicionais que limitem as possibilidades para cada uma das variáveis. Estes novos problemas, designados como subproblemas, devem ser resolvidos e os valores das variáveis devem ser verificados e assim sucessivamente, como poderá ser visto com maiores detalhes a seguir.

O processo "branch and bound" gera, assim, uma árvore de decisão constituída de ramos, nós e raiz, conforme ilustrado na Figura A3.1.

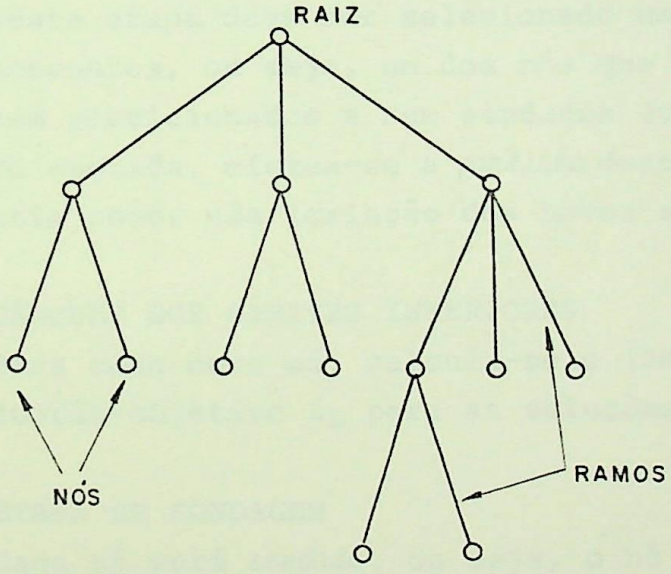


Figura A3.1 - Árvore de enumeração do processo "branch and bound"

À raiz da árvore corresponde um subproblema obtido com o relaxamento ou afrouxamento da restrição de valores inteiros para todas as variáveis discretas. Desta forma, na raiz estão incluídas todas as soluções possíveis. Em cada nó, ao definir-se como e a qual variável impor restrições adicionais, novos subproblemas serão criados, o que dará origem aos diversos ramos emanando de cada nó.

No processo de *minimização* de uma função-objetivo, a re

solução por "branch and bound" constitue-se basicamente de quatro etapas:

1 - ETAPA DE INICIALIZAÇÃO

Começa-se o processo na raiz, quando o único subproblema a resolver é aquele obtido do relaxamento de todas as variáveis discretas. O limite superior no valor ótimo da função-objetivo Z_U deve ser ajustado (usualmente Z_U é o valor da função-objetivo para a melhor solução possível identificada até o momento). Na falta de uma melhor estimativa, toma-se $Z_U = \infty$.

2 - ETAPA DE RAMIFICAÇÃO

Nesta etapa deve ser selecionado um dos nós remanescentes, ou seja, um dos nós que não foram ainda nem particionados e nem sondados (vide etapa 4) . Em seguida, efetua-se a *partição* deste nó em dois ou mais novos nós (criação dos novos subproblemas).

3 - CÁLCULO DOS LIMITES INFERIORES

Para cada novo nó, calcula-se o limite inferior da função-objetivo Z_L para as soluções possíveis.

4 - ETAPA DE SONDAGEM

Cada nó será *sondado*, ou seja, o nó será excluído de consideração posterior, se uma das seguintes situações ocorre:

i) $Z_L \geq Z_U$;

ii) o nó em questão não é uma solução possível;

iii) a melhor solução possível tiver sido identificada. Neste caso, se $Z_L < Z_U$ então faz-se $Z_U = Z_L$ e armazena-se esta solução como a melhor solução corrente.

Se ocorre um dos dois primeiros casos, diz-se que os nós foram abandonados.

5 - REGRA DE TÉRMINO

O procedimento termina quando não houver mais nós remanescentes que não foram particionados e nem sondados. A melhor solução corrente será a ótima . Se há nós remanescentes, retorna-se à etapa de ramificação.

Se não houver nenhuma melhor solução, ou seja, $Z_U = \infty$, então o problema não tem soluções possíveis.

Se o problema é de *maximização* , o procedimento acima descrito permanece o mesmo, exceto pelo fato dos papéis dos limites inferiores e superiores serem invertidos. Assim, Z_U seria substituído por Z_L e vice-versa, ∞ torna-se-ia $-\infty$ e os sinais das desigualdades seriam invertidos.

Os critérios para a seleção do próximo nó a ramificar e para a escolha da variável a ser limitada estão diretamente relacionados ao crescimento da árvore de enumeração e consequentemente ao esforço computacional. Como tal, estes critérios devem ser efetivos no sentido de eliminar a maioria de nós a analisar . Como o tipo de problema influencia a eficiência computacional, diversos critérios têm sido desenvolvidos.

Os critérios mais populares para selecionar o próximo nó a ramificar são:

- regra do melhor limite;
- regra do limite mais novo.

A *regra do melhor limite* diz para selecionar o nó com o limite mais favorável (o menor limite inferior, para o caso de minimização), pois parece ser o mais promissor para conter uma solução ótima.

A *regra do limite mais novo* diz para selecionar o nó criado mais recentemente que não tenha sido sondado e tomando-se aquele com limite mais favorável, se os nós forem criados ao mesmo tempo.

Apenas a título ilustrativo, suponha um problema de mi

nimização de uma função-objetivo $F(x_1, x_2, x_3, x_4)$, onde cada uma das quatro variáveis x_1, x_2, x_3, x_4 pode assumir os valores 1 e 2.

Um subproblema para este exemplo, será minimizar $F(x_1, x_2, x_3, x_4)$ quando uma das variáveis tiver seu valor fixado em 1 ou em 2.

Como critério para a escolha da variável a ser fixada, adotar-se-á a sequência x_1, x_2, x_3, x_4, nessa ordem. Para a escolha do nó a partir do qual cada uma dessas variáveis será fixada, utilizar-se-á a regra do melhor limite.

O nó 1 (raiz) da árvore de enumeração é aquele onde nenhuma das variáveis está fixada, contendo pois, todas as soluções. A partir deste nó, dois novos subproblemas são criados, quando faz-se $x_1 = 1$ e $x_1 = 2$, conforme ilustra a Figura A3.2.

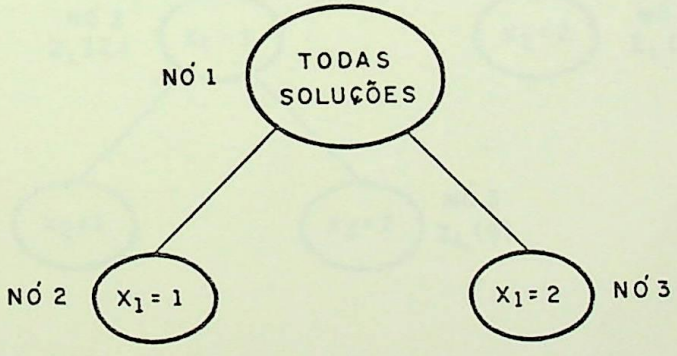


Figura A3.2 - Árvore de enumeração parcial

Em seguida, segundo o critério adotado, novos subproblemas são obtidos ao fazer-se $x_2 = 1$ e $x_2 = 2$. Para saber a partir de qual nó isso será feito, calcula-se os limites inferiores de custo para os nós 2 e 3, respectivamente, $Z_L(2)$ e $Z_L(3)$. Supondo que $Z_L(2) < Z_L(3)$, ramifica-se a partir do nó 2, dando origem aos nós 4 e 5. Estes nós, por sua vez, possuem limites inferiores $Z_L(4)$ e $Z_L(5)$. A estrutura da árvore pode ser vista na Figura A3.3.

O próximo passo é escolher um dentre os nós 3, 4 ou 5 para ramificar. Selecionar-se-á aquele que possuir o menor limite inferior.

Continuando o processo, obter-se-á uma solução completa $(\bar{x}_1, \bar{x}_2, \bar{x}_3, \bar{x}_4)$ em um determinado nó $\bar{i}$ com um limite $Z_L(\bar{i})$, onde todas as variáveis estarão definidas. Dever-se-á verificar se existe algum limite $Z_L(i)$ nos ramos terminais tal que $Z_L(i) < Z_L(\bar{i})$. Se não houver, a solução do nó $\bar{i}$ é a ótima. Caso contrário, deve-se continuar o procedimento até que seja obtida uma solução completa e de forma que não exista um valor menor para a função-objetivo em algum ramo terminal.

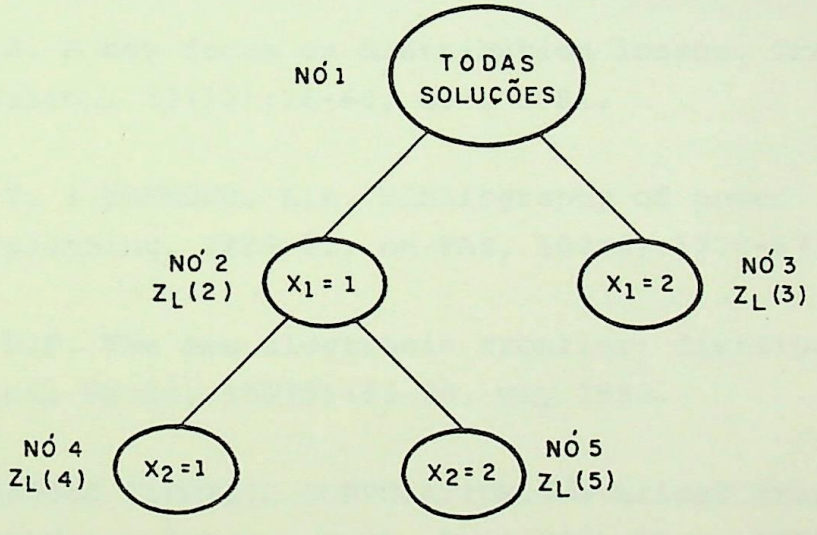


Figura A3.3 - Árvore de enumeração parcial

Pelo algoritmo "branch and bound" podem ser obtidas soluções quase-ótimas, bastando para isto, especificar uma tolerância com relação aos limites inferiores e a melhor solução corrente. Desta forma, o processo será interrompido antes de atingir o valor ótimo.

Maiores detalhes sobre o método "branch and bound" poderão ser encontrados nas referências (111) a (117).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. GONEN, Turan. Electric power distribution system engineering. New York, McGraw Hill Book Company, 1986. 739 p.

2. ELECTRICAL WORLD. 1988 Annual statistical report. Electrical World, 202(4):51-70, apr. 1988.

3. ELETROBRÁS. Boletim de planejamento. [Rio de Janeiro], Diretoriá de Planejamento e Engenharia (DPE), 1985, n.3.256 p.

4. MME/ELETROBRÁS. Plano nacional de energia elétrica 1987/2010; plano 2010; relatório geral. Rio de Janeiro, dez. 1987, 269p.

5. ROS, W.J. A new focus on distribution losses. Transmission & Distribution, 33(12):26-60, dec. 1981.

6. GONEN, T. & MAHMOUD, A.A. Bibliography of power distribution system planning. IEEE Tr. on PAS, 102(6):1778-87, june 1983.

7. WOLFF, R.F. The new electronic frontier: distribution design. Electrical World, 196(5):65-80, may 1982.

8. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Electrical transmission and distribution reference book. East Pittsburg, 1950. 824 p.

9. HORVILLEUR, J. Distribution network planning: general principles and the data processing application. EDF Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Serie B, (4) :89-96, 1984.

10. Approaches deterministes et probabilistes de la planification. I Seminário sobre Planejamento de Distribuição de Energia Elétrica, Itajubá, 5-9 out. 1987, n.5. 13 p.

11. MUNASINGHE Mohan. The economics of power system reliability and planning. Baltimore, The Johns Hopkins University Press , 1979. 323 p.

12. MUNASINGHE, Mohan & SCOTT, Walter G. Long range distribution system planning based on optimum economic reliability levels. Paper presented at the IEEE PES Summer Meeting, Los Angeles , California, july 16-21, 1978, paper 78CH1361-5-PWR.

13. MUNASINGHE, Mohan. A new approach to power system planning . IEEE Tr. on PAS, 99(3):1198-209, may/june 1980.

14. OLIVEIRA, José Alberto Nascimento de. Engenharia econômica:uma abordagem às decisões de investimento. São Paulo, McGraw Hill do Brasil, 1982. n.p.

15. BUARQUE, Cristovam. Avaliação econômica de projetos; uma apresentação didática. Traduzido do espanhol por Maria do Carmo Dutra de Oliveira. 2. ed., Rio de Janeiro, Campus, 1986. 266p.

16. DENTON, W.J. & REPS, D.N. Distribution substation and primary feeder planning. AIEE Tr. on PAS, 74(3):484-98, june 1955.

17. REPS, D.N. Curves for distribution planning. Electric Light and Power : 38-44, nov. 1958.

18. JURICIC, René. Lois théoriques des quantités d'ouvrages dans les réseaux électriques. Révue Générale de l'Électricité , 80(4):323-9,avr. 1971.

19. ADAMS, R.N. & LAUGHTON, M.A. A dynamic programming/network flow procedure for distribution system planning. Proc. of the 1973 Power Industry Computer Application Conference (PICA) , Minneapolis, Minnesota, june 3-6, 1973. p. 348-54.

20. MASUD, Enver. An interactive procedure for sizing and timing distribution substations using optimization techniques. IEEE Tr. on PAS, 93(5):1281-6, sept/oct. 1974.

21. _____. Distribution planning: state-of-the-art and extensions to substation sizing. Electric Power Systems Research , (1):203-12, 1977/8.

22. CRAWFORD, D.M. & HOLT, Jr., Stewart B. A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas. IEEE Tr. on PAS, 94(2): 230-5, mar./apr. 1975.

23. FORD, L.R. & FULKERSON, D.R. Solving the transportation problem. Management Science, 3(1):24-32, 1956.

24. HU, T.C. Shortest chains. In: _____. Integer programming and network flows. Reading, Mass., Addison-Wesley Publishing Company, 1970. 452 p., p. 151-6.

25. GRIMSDALE, R.L. & SINCLAIR, P.H. The design of housing-estate distribution system using a digital computer. Proc. IEE, 107A(33):295-305, june 1960.

26. ADAMS, R.N. & LAUGHTON, M.A. Optimal planning of power networks using mixed-integer programming - part 1 - static and time-phased network synthesis. Proc. IEE, 121(2):139-47, feb. 1974.

27. HINDI, K.S. & BRAMELLER, A. Design of low-voltage distribution networks: a mathematical programming method. Proc. IEE, 124(1):54-8, jan. 1977.

28. HINDI, Khalil S. Optimisation of gas storage and L.V. distribution systems. Ph.D. Thesis, Manchester, University of Manchester, nov. 1975. 166 p.

29. WALL, D.L.; THOMPSON, G.L.; NORTHCOTE-GREEN, J.E.D. An optimization model for planning radial distribution networks. IEEE Tr. on PAS, 98(3):1061-8, may/june 1979.

30. THOMPSON, G.L. & WALL, D.L. A branch and bound model for choosing optimal substation locations. IEEE Tr. on PAS, 100(5):2683-8, may 1981.

31. GONEN, T. & FOOTE, B.L. Distribution-system planning using mixed-integer programming. IEE Proc., Pt.C, 128(2):70-9, mar. 1981.

32. _____. Mathematical dynamic optimization model for electrical distribution system planning. Electrical Power & Energy Systems, 4(2):129-36, apr. 1982.

33. SUN, D.I. et alii. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. IEEE Tr. on PAS, 101(3):602-9, mar. 1982.

34. FAWZI, T.H.; ALI, K.F.; EL-SOBKI, S.M. A new planning model for distribution systems. IEEE Tr. on PAS, 102(9):3010-7 , sept. 1983.

35. EL-KADY, M.A. Computer aided planning of distribution substation and primary feeders. IEEE Tr. on PAS, 103(6):1183-9 , june 1984.

36. YOUSSEF, H.K.; HACKAM, R.; ABU-EL-MAGD, M.A. Novel optimization model for long range distribution planning. IEEE Tr. on PAS, 104(11):3195-202, nov. 1985.

37. GONEN, T. & RAMIREZ-ROSADO, I.J. Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. IEE Proc., Pt. C, 133(7):397-408, nov. 1986.

38. _____. Optimal multi-stage planning of power distribution systems. IEEE Tr. on Power Delivery, 2(2):512-9, apr. 1987.

39. CARSON, M.J. & CORNFIELD, G. Design of low-voltage distribution networks-interactive computer method based on the calculus of variations. Proc. IEE, 120(5):585-92, may 1973.

40. SNELSON, J.K. & CARSON, M.J. Logical design of branched L.V. distributors. Proc. IEE, 117(2):415-20, feb. 1970.

41. HINDI, K.S.; BRAMELLER, A.; HAMAM, Y.M. Optimal cable profile of L.V. radial distributors: two mathematical programming methods. Proc. IEEE, 123(4):331-4, apr. 1976.

42. PONNAVAIKKO, M. & PRAKASA RAO, K.S. Optimal distribution systems planning. IEEE Tr. on PAS, 100(6):2969-77, june 1981.

43. _____. An approach to optimal distribution system planning through conductor gradation. IEEE Tr. on PAS, 101(6):1735-42, june 1982.

44. FAWZI, T.H.; ALI, K.F.; EL-SOBKI; S.M. Routing optimization of primary rural distribution feeders. IEEE Tr. on PAS, 101(5): 1129-33, may 1982.

45. NAGENDRA RAO, P.S. An extremely simple method of determining optimal conductor sections for radial distribution feeders. IEEE Tr. on PAS, 104(6):1439-42, june 1985.

46. WALKDEN, F.W. Optimising the design of low-voltage cable networks. IEE Proc., Pt. C, 133(1):49-53, jan. 1986.

47. SCHEER, G.B. Future power prediction. Energy International, 3(2):14-6, feb. 1966.

48. _____. Prediction of long-range power generation requirements in foreign countries. Electrical Engineering, 81(6): 429-33, june 1962.

49. SANTOS, Carlos César X. dos. Custos das interrupções de energia elétrica: estado-da-arte e aplicação ao planejamento de sistemas de distribuição. Dissertação de mestrado, Itajubá, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1988.

50. MENON, S.G. & RAO, B.B.V.R. Planning of distribution systems in developing countries. IEE Proc., Pt. C, 133(7):384-8, nov. 1986.

51. LEMOINE, J.C. Planification du développement des réseaux de distribution à haute et basse tension. Recherche d'investissement optimal. Quelques idées générales sur les méthodes. EDF Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Serie B , (1):5-18, 1975.

52. MIRANDA, Vladimiro H.B.P. de. A qualidade de serviço na optimização de redes elétricas de distribuição; metodologia orientada para mini-sistemas de cálculo. Dissertação de doutoramento, Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto , 1981, n.p.

53. WILLIS,H.L. & NORTHCOTE-GREEN, J.E.D. Comparison of several computerized distribution planning methods. IEEE Tr. on PAS , 104(1):233-40, jan. 1985.

54. NORTHCOTE-GREEN, J.E.D.; CUMMINGS, A.B.; WALL, D.L. Long-range distribution planning - a unified approach. Proc. of the 7th IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, apr. 1-6, 1979. p. 21-8.

55. CEAL. Programa decenal de distribuição 1984/1993 CPID/NE. [Maceió], set. 1984. 139 p.

56. CELPA. Plano de obras do sistema Vila Concórdia (CPSD 008/86). [Belém], jun. 1986. n.p.

57. _____. Aspectos sócio-econômicos e prognóstico de mercado de energia elétrica de Brasil Novo e área de influência (CPSE 02/86). [Belém], [1986]. n.p.

58. CELPE. Melo, C.A.V. de Barros. Metodologia de cálculo do programa de obras: BIRD/ELETROBRÁS 1981-1985. [Recife], maio 1981. 22 p.

59. CEMAT. ITD.PL.04: Diagnóstico e plano de ação das RDU's de Cuiabá e Várzea Grande. [Cuiabá], mar. 1986. n.p.

60._____. ITD.PL.05: Planejamento do sistema de distribuição da região de Rondonópolis. [Cuiabá], jul. 1986. 37 p.

61. _____. ITD.EP.02: Estudo preliminar sobre o sistema de distribuição do sistema Cáceres. [Cuiabá], jan. 1985. 15 p.

62. CEMIG. ND.1.1: Diretrizes básicas para o planejamento elétrico de distribuição. [Belo Horizonte], dez. 1982. 54 p.

63. _____. ND.1.5: Roteiro para elaboração do planejamento elétrico de distribuição de núcleos urbanos. [Belo Horizonte], jan. 1977. n.p.

64. _____. ED.1.5: Configuração básica de rede primária de localidade até 15 MVA. [Belo Horizonte], nov. 1977. 46 p.

65. _____. ED.1.15: Análise técnico-econômica de alternativas. [Belo Horizonte], jun. 1983. n.p.

66. CESP. Fiuza, Válter Montes. Técnicas para elaboração do estudo de planejamento do sistema primário de distribuição de uma área (Estudo DEP/E/PL 312/79)(Preliminar). [São Paulo], dez. 1979. 117 p.

67. _____. Borelli, Aléssio B. & Fiuza, Válter Montes. Metodologia para dimensionamento econômico dos condutores de uma rede primária radial de distribuição (Estudo DEP/E/PL 345) . [São Paulo], maio 1981. 45 p.

68. _____. Borelli, Aléssio B. Diretrizes básicas para escolha de área para construção de subestação (Estudo DEP/E/PL 290). [São Paulo], s.d. 11 p.

69. _____. Borges, João Antônio M. Planejamento operacional de tensão do sistema elétrico de distribuição da CESP (Estudo DEP/E/PL 256). [São Paulo], jan. 1979. 24 p.

70. _____. Manual de supervisão elétrica do sistema primário SESP (Provisório). [São Paulo], s.d. 47 p.

71. _____. Manual de procedimento para utilização do SESP no computador IBM/370. [São Paulo], ago. 1981. 40 p.

72. COELBA. Diretrizes básicas para o planejamento do sistema de distribuição 15 KV (Relatório 026/DIPL). [Salvador], dez. 1984. 60 p.

73. _____. Critérios e técnicas de planejamento para sistemas de distribuição aéreos de 15 KV (Relatório 001/DIPL/83). [Salvador], set. 1983. 96 p.

74. _____. Manual de utilização do programa de computador para análise econômica de alternativas: ENG-025 (Relatório 015/DIPL/84). [Salvador], ago. 1984. n.p.

75. _____. Programa ENG-038: Fluxo de carga em distribuição (Relatório 056/DIPC). [Salvador], jun. 1985. 45 p.

76. _____. Sistema de planejamento automatizado SIPLA (Relatório 037/DIPL). [Salvador], mar. 1986. 108 p.

77. _____. Martins, Veroilson Lima. Determinação de taxas de crescimento de sub-áreas (Relatório 023/DIPL). [Salvador], dez. 1984. 43 p.

78. _____. Relatório de apresentação do sistema de supervisão de tensão primária de distribuição STPD (Relatório 011/DIPL). [Salvador], jun. 1984. n.p.

79. COPEL. Okahara, T. et alii. Previsão de carga desagregada. VIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Curitiba, 7-12 dez. 1980, 34 p.

80. _____. Akcelrud, S. et alii. Metodologia do MADI . [Curitiba], ago. 1983. 53 p.

81. CPFL. Manual de planejamento da distribuição. [Campinas],s.d. 170 p. v.1.

82. _____. Oliveira, P.R.P. de. Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Campinas, maio 1985. 83 p.

83. _____. Campos Filho, M.M. et alii. PROPLAD: Processamento do planejamento da distribuição. IX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, 23-28 set. 1984 , 39 p.

84. _____. Oliveira, P.R.P. de et alii. PROPLAD: Evolução e estágio atual de desenvolvimento. Encontro de Planejamento de Distribuição de Energia Elétrica, Campinas, 29-30 set. 1982 . n.p.

85. _____. Estudo da localização da futura subestação Monte Azul Paulista 138/13,8 KV (Estudo 0019/EEP/84). [Campinas] , maio 1984. 9 p.

86. _____. Projeto unifilar dos alimentadores da ampliação da subestação Primavera 138/13,8 KV e estudo da compensação de reativos, proteção e regulação (Estudo 011/EEP/85) . [Campinas], maio 1985. n.p.

87. _____. Subestação Barão Geraldo: projeto unifilar do 5º alimentador e projeto de compensação de reativos, regulação e proteção (Estudo 0023/EEP/85). [Campinas], nov. 1985. n.p.

88. GAT-CRN. ND.07: Planejamento de sistemas aéreos de distribuição. Jun. 1985. 88 p.

89. ELETRONORTE. Planejamento para expansão do sistema de distribuição (Relatório IV-B - Projeto BIRD/ELETROBRÁS). [Manaus] , 1984. n.p. v.2.

90. CAELL SA. Sistema GREDIS: Descrição dos relatórios. Out. 1981.

91. ELETRONORTE. Relatório III: Previsão de mercado de energia elétrica. [Manaus], 1985. 120 p.

92. ELETROPAULO. Manual de técnicas de distribuição: linhas e redes aéreas. [São Paulo]. s.d. 149 p.

93. LIGHT. Palestra para novos engenheiros. [Rio de Janeiro],s.d. 115 p.

94. _____. Metodologia do planejamento do sistema distribuidor primário utilizando modelo computacional e sua aplicação. VIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica , Curitiba, 7-12 dez. 1980. 71 p.

95. CAELL SA. O sistema PRODADIS: Processamento de dados da distribuição. São Paulo, 3 dez. 1973. 12 p.

96. GOTELIP, Newton Rocha. Sistemática mecanizada para planejamento de sistemas de distribuição. Dissertação de mestrado, São Paulo, Escola Politécnica da USP, 1982, n.p.

97. BURANI, Geraldo Francisco. Aplicação de técnicas de transporte ao planejamento da distribuição de energia elétrica. Tese de doutoramento, São Paulo, Escola Politécnica da USP, 1985. 107 p.

98. ELETROBRÁS/DEDI. Nota Técnica 02: Modelo simplificado para planejamento de sistema aéreo da distribuição. [Rio de Janeiro], nov. 1983. 71 p.

99. _____. Carmo, Moacir E.M. & Amêndola,Alexandre G. Informação Técnica 04: Software para planejamento agregado de transformadores de distribuição, ramais primários e rede secundária. [Rio de Janeiro], set. 1985. 99 p.

100. ELETROBRÁS/CODI. Planejamento de sistemas de distribuição. 2.ed., Rio de Janeiro, Campus, 1986. 241 p. (Coleção Distribuição de energia elétrica, v.1)

101. _____. Controle de tensão de sistemas de distribuição . Rio de Janeiro, Campus, 1985. 145 p. (Coleção Distribuição de energia elétrica, v.5)

102. MUNASINGHE, M. & SCOTT, W. Energy efficiency: optimization of electric power distribution system losses (Final report of research project nº R633). Washington, The World Bank , jul. 1982, 145 p., Energy Departmet paper nº 6.

103. IEEE WORKING GROUP. Load forecast bibliography: phase I . IEEE Tr. on PAS, 99(1):53-58, jan/fev. 1980.

104. IEEE WORKING GROUP. Load forecasting bibliography: phase II. IEEE Tr. on PAS, 100(7):3217-3220, jul. 1981.

105. SACHDEV, M.S.; BILLINTON, R.; PETERSON, C.A. Representative bibliography on load forecasting. IEEE Tr. on PAS, 96(2): 697-700, mar/apr. 1977.

106. BAJAY, Sérgio V. Long-term electricity demand forecasting models: a review of methodologies. Electric Power Systems Research, 6(4):243-57, dec. 1983.

107. WILLIS, H.L. & NORTHCOTE-GREEN, J.E.D. Spatial electric load forecasting: a tutorial review. Proc. IEEE, 71(2):232- 53 , feb. 1983.

108. NOVAES, Antônio Galvão. Métodos de otimização: aplicações aos transportes. São Paulo, Ed. Edgar Blucher, 1978. 463 p.

109. DANTZIG, George B. Linear programming and extensions. Princeton, Princeton University Press, 1963. 631 p.

110. MITAL, K.V. Optimization methods in operations research and systems analysis. India, Wiley Eastern Limited, 1976. 259 p.

111. EFROYMSON, M.A. & RAY, T.L. A branch-bound algorithm for plant location. Operations Research, 14(3):361-8, may/june 19866.

112. HILLIER, F.S. & LIEBERMAN, G.L. Operations research, 2.ed. , San Francisco, Holden-Day, 1974. 800 p.

113. WAGNER, Harvey M. Pesquisa operacional [Principles of operations research: with applications to managerial decisions] . Traduzido por Paulo Antônio Mariotto. 2.ed., Rio de Janeiro, Prentice-Hall do Brasil, 1986, 851 p.

114. NICHOLSON, T.A.J. Optimization in industry: optimization techniques. Great Britain, Longman Group Limited, 1971 . 222 p., v.1.

115. TAHA, Hamdy A. Integer programming: theory, applications and computations. New York, Academic Press, 1975. 380 p.

116. LAWLER, E.L. & WOOD, D.E. Branch and bound methods: a survey . Operations Research, 14(4):699-719, jul./aug. 1966.

117. PLANE, Donald R. & MCMILLAN, Jr., Claude. Discrete optimization; integer programming and network analysis for management decisions. Englewood Cliffs, Prentice-Hall, 1971. 251 p.

DATA 05/05/1989
PROC
PED. PPG
LIV.
Cz$ DOAÇÃO

I V O
BIM - EFEI
DATA | Rubrica

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200579
NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA