



**UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

CARINE PINHEIRO MEIRELLES

**METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DOS
INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SUBESTAÇÕES**

Salvador
2009

CARINE PINHEIRO MEIRELLES

**METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DOS
INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
DE SUBESTAÇÕES**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente

Salvador
2009

FICHA CATALOGRÁFICA
(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

Meirelles, Carine Pinheiro

Metodologia para otimização dos investimentos no planejamento da expansão de subestações / Carine Pinheiro Meirelles. – Salvador, 2009.

72 f.

Dissertação (mestrado) - Universidade Salvador – UNIFACS. Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, 2009.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz de Carvalho Valente.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Energia elétrica – Regulação. 3. Energia -- Aspectos econômicos. 4. Energia elétrica -- Distribuição -- Análise econômico-financeiro. I. Valente, André Luiz de Carvalho, orient. II. Título.

CDD: 621.042

TERMO DE APROVAÇÃO

CARINE PINHEIRO MEIRELLES

METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre
Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela
seguinte banca examinadora:

André Luiz de Carvalho Valente – Orientador _____
Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo - USP
Universidade Salvador - Unifacs

Kleber Freire da Silva – Membro _____
Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo - USP
Universidade Salvador - Unifacs

Cláudio Osnei Garcia – Membro _____
Doutor em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa
Catarina - UFSC
Centro Universitário da Bahia - FIB

Salvador, 15 de outubro de 2009

Ao amor, carinho, compreensão e incentivo da minha mãe, meu pai, minha irmã e meu esposo. E por tudo que eles significam para mim.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Dr. André Luiz de Carvalho Valente, meu orientador, pela sua atenção e dedicação e cujo conhecimento e experiência foram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), por ter proporcionado a oportunidade de cursar o mestrado em Regulação da Indústria de Energia.

A Universidade Salvador (UNIFACS), instituição provedora desse curso de mestrado, e aos seus colaboradores.

Ao Engenheiro Mestre Renato José Pino de Araújo pelas valiosas contribuições e pertinentes comentários, e aos demais profissionais da Consulte Energia.

Ao Engenheiro Mestre Humberto da Silva Santana pela colaboração com a sua experiência prática no planejamento de sistemas de distribuição.

Aos colegas da Coelba pelo apoio e incentivo.

Ao meu pai, a minha irmã, ao meu esposo, e em especial, a minha mãe, pelo incentivo, compreensão e pela presença constante em minha vida.

A todos os outros que de alguma forma colaboraram em algum momento desta dissertação.

RESUMO

O objetivo do planejamento da distribuição do sistema elétrico é assegurar o atendimento ao crescimento da carga, determinando as melhores alternativas para expansão do sistema. Os significativos valores envolvidos fazem com que decisões equivocadas representem um custo muito elevado para as empresas. Visando manter o equilíbrio econômico-financeiro, as concessionárias de energia elétrica têm buscado soluções que reduzam os significativos valores envolvidos na expansão do sistema de distribuição, mas que assegurem boas condições técnicas e conservem a qualidade dos serviços prestados atendendo aos padrões e critérios estabelecidos pelo órgão regulador. Na busca de uma solução ótima, o planejador do sistema de distribuição deve utilizar ferramentas computacionais que o auxiliem na indicação das melhores alternativas. O objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta automatizada que permita ao planejador a escolha da melhor opção de investimento, sob o ponto de vista técnico-econômico, para expansão do sistema elétrico de distribuição. Dessa maneira, esta dissertação propõe uma metodologia simples, empregando a técnica da busca em profundidade. O algoritmo desenvolvido neste trabalho mostra bastante rapidez na proposição de solução ótima para o planejamento do sistema, além de permitir agilidade na disponibilização de informações para tomada de decisão, possibilitando a verificação do maior número possível de alternativas por parte do planejador.

Palavras-chave: Planejamento. Distribuição. Subestação. Otimização. Busca em profundidade.

ABSTRACT

The propose of electrical system distribution planning is to supply the customer load growth, determining the best alternatives for system expansion. The significant amounts involved make wrong decisions represent a very high cost for companies. To maintain the economic and financial balance, companies of electricity have sought solutions to reduce the significant amounts of money involved in the expansion of the distribution system, and to ensure good technical conditions and maintain the quality of services given to the standards and criteria established by the regulatory agency. Searching an optimal solution, the planner of the distribution system should use computational tools that aid in the indication of the best alternatives. The propose of this work is to develop an automated tool that allows the planner to choose the best option for investment, from a technical and economical viewpoint, to expand the electrical distribution system. This dissertation proposes a simple methodology, using the technique of depth-first search. The algorithm developed in this paper shows quickness in proposing optimal solution for the planning system, and allows flexibility in providing information for decision making, enabling the verification of the greatest possible number of alternatives by the planner.

Keywords: Planning. Distribution. Substation. Optimization. Depth-first search.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sequência simplificada de perguntas para identificação da necessidade de obras	33
Figura 2 – Esquema do problema para aumento da capacidade de uma subestação	36
Figura 3 – Área geográfica de influência de cada subestação	38
Figura 4 – Transferência de carga de uma subestação para outra	39
Figura 5 – Representação de uma árvore com nove nós.....	41
Figura 6 – Relacionamento entre as classes.....	42
Figura 7 – Modelo de otimização em árvore.	43
Figura 8 – Tela inicial do programa	52
Figura 9 – Tela de execução de simulação	53
Figura 10 – Relatório Custos.....	55
Figura 11 – Relatório Plano de Expansão	56
Figura 12 – Projeção do mercado (MVA) para dez anos	57
Figura 13 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 1 (página 1).....	59
Figura 14 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 1 (página 2).....	60
Figura 15 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 1 (página 3).....	61
Figura 16 – Relatório de Custos: Caso Teste 1.....	62
Figura 17 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 2 (página 1).....	64
Figura 18 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 2 (página 2).....	65
Figura 19 – Relatório de Custos: Caso Teste 2.....	66

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Quadro resumo dos autores e das técnicas aplicadas ao planejamento da distribuição	30
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Incremento de potência do estágio dois para o três.....	36
Tabela 2 – Incremento de potência do estágio um para o dois.....	37
Tabela 3 – Incremento de potência da situação inicial até o estágio um	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Dnaee	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Reseb	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RMS	Região Metropolitana de Salvador
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	17
1.2	METODOLOGIA	18
1.3	ESTRUTURAÇÃO	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	23
2.2	UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO NO PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	26
2.3	METODOLOGIA ATUAL DE PLANEJAMENTO DA COELBA	30
3	MODELOS ESTUDADOS	35
3.1	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA	35
3.2	BUSCA EM PROFUNDIDADE	40
4	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	45
4.1	PREMISSAS PARA A MODELAGEM	46
4.2	MODELAGEM MATEMÁTICA	47
4.2.1	Função objetivo	47
4.2.2	Restrição de Potência Firme	48
4.2.3	Restrição de Potência Firme (critério n-1 transformadores por grupo de subestações)	49
4.2.4	Restrição de Carregamento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão	50

4.2.5	Otimização das Transferências de Carga.....	50
5	FERRAMENTA DESENVOLVIDA PARA PLANEJAMENTO DE SUBESTAÇÕES URBANAS	52
5.1	CASOS TESTE.....	57
5.1.1	Caso teste 1.....	58
5.1.2	Caso teste 2.....	63
5.1.3	Análise dos resultados.....	67
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	68
	REFERÊNCIAS.....	71

1 INTRODUÇÃO

As principais disposições relativas ao uso dos aproveitamentos hidrelétricos e à concessão dos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica foram, inicialmente, estabelecidas pelo Código de Águas instituído pelo Decreto nº 24.643/34. Naquele momento foi atribuída à União a possibilidade de controlar as concessionárias de energia elétrica, e assim, intervir no setor elétrico.

No final dos anos 50, foi editado o Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, através do Decreto nº 41.019/57, que passou a prevalecer como principal norma do setor.

Em meados da década de 60, foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), que atuava como responsável pela regulamentação e fiscalização dos serviços de energia elétrica.

Em 1997 é criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em substituição ao Dnaee, com a finalidade de regulação e fiscalização das atividades de energia elétrica, inclusive dos serviços de distribuição.

Diante das dificuldades em assegurar a competitividade e eficiência do setor e, com intuito de transferir à iniciativa privada os investimentos e a operação no setor elétrico, cabendo ao Estado as atribuições de planejar, formular, regulamentar e fiscalizar as políticas energéticas, é proposta a reorganização do setor através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Reseb).

Foi concebido, então, um modelo que segregava as atividades dos serviços de energia elétrica em geração, transmissão, distribuição e comercialização, e introduzia, quando possível, a livre competição entre os agentes setoriais, criando novos aparatos regulatórios. Assim, a geração e a comercialização ficariam potencialmente competitivas e, a transmissão e distribuição como monopólios naturais, porém com regulação mais rígida.

O objetivo era aumentar a eficiência econômica dos serviços de energia elétrica, garantir os investimentos necessários e promover o bem-estar dos consumidores.

Pela ótica da atividade de distribuição, o agente regulador tem buscado garantir a viabilidade econômica da prestação do serviço com o menor custo, dado um determinado nível de qualidade na prestação do serviço, sem repasse de encargos desnecessários ou excessivos aos consumidores finais.

Diante da necessidade de estabelecer padrões de cumprimento obrigatório pelos agentes setoriais para utilização dos sistemas elétricos das distribuidoras, e regular os arranjos necessários ao planejamento e operação dos sistemas de distribuição, são elaborados pela Aneel, com participação dos agentes de distribuição e de outras entidades do setor elétrico, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist). A elaboração deste documento vem complementar o quadro regulatório, estabelecendo os procedimentos e requisitos técnicos dos agentes para acesso, planejamento da expansão, operação, medição e qualidade da energia dos sistemas de distribuição.

O Prodist foi dividido em oito módulos: Introdução; Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição; Acesso aos Sistemas de Distribuição; Procedimentos Operativos dos Sistemas de Distribuição; Sistemas de Medição; Informações Requeridas e Obrigações; Cálculo de Perdas na Distribuição e Qualidade da Energia Elétrica.

Entre os objetivos do módulo de Planejamento, podem ser citados o estabelecimento dos procedimentos básicos para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, e o estabelecimento dos requisitos mínimos de informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição (PRODIST, 2008).

O setor responsável nas concessionárias pelo planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica tem como atividade a elaboração do plano de obras para expansão do sistema elétrico, considerando as perspectivas do mercado

consumidor, critérios econômicos e a necessidade de fornecer energia de acordo com o padrão estabelecido pelo órgão regulador.

Dessa maneira, o planejamento é um problema relevante para as distribuidoras de energia elétrica tanto nos aspectos técnicos como econômicos.

Para assegurar a eficiência econômica é necessário escolher a melhor combinação de produtos e processos que tenha como resultado uma redução de custos e preços, e a melhoria da qualidade dos produtos e serviços prestados.

Buscando esse objetivo, as concessionárias de distribuição de energia elétrica, a exemplo da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), têm procurado realizar as alternativas de investimentos mais viáveis economicamente, de forma que possam recuperar o capital investido em menor tempo e manter o equilíbrio econômico-financeiro, além de assegurar boas condições técnicas das instalações e atender aos critérios e padrões estabelecidos pelo órgão regulador.

Mas, nesse momento em que os investimentos devem ser escolhidos, surgem as questões. Qual a melhor solução do ponto de vista econômico? É possível atender a demanda crescente de energia e manter a qualidade do serviço, propondo alternativas com custos menores? Pode-se obter uma solução ótima para a expansão do sistema de distribuição, considerando critérios técnicos e econômicos?

A resposta a essas questões serão determinadas pela escolha da metodologia, pela base de dados disponível, pelos recursos computacionais e pelas incertezas das variáveis envolvidas.

Neste contexto e motivada pelas razões acima descritas, esta dissertação apresenta uma metodologia e correspondente ferramenta computacional, desenvolvida em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Coelba (Projeto P&D 0047-013/2006 - Metodologia de Planejamento de Subestações Urbanas), aprovado pela Aneel, e coordenado pela autora dessa dissertação. Esta metodologia, utilizando critérios de planejamento já estabelecidos pela Coelba, busca atender ao

crescimento da demanda de energia elétrica, otimizando os investimentos na expansão do sistema de distribuição, para estudos de longo prazo.

1.1 OBJETIVOS

Objetivo Geral:

Sob o aspecto da pesquisa operacional, o planejamento da expansão do sistema de distribuição pode ser tratado como um problema de programação matemática de grande porte, permitindo o estudo e a proposição de diversas técnicas de otimização para a sua solução.

Assim sendo, este trabalho objetiva apresentar um método de otimização que identifica, em função do crescimento da carga, os reforços necessários no sistema de distribuição durante o horizonte de estudo de planejamento.

A modelagem utiliza a técnica da busca em profundidade, sendo possível propor automaticamente obras que atendam a demanda crescente dos consumidores.

É objetivo geral deste trabalho apresentar o desenvolvimento de uma ferramenta automatizada, que contemple um grande número de alternativas para o planejamento a longo prazo de sistemas de distribuição de média tensão de forma otimizada, possibilitando ao planejador escolher a melhor alternativa do ponto de vista técnico-econômico.

Objetivos Específicos:

Os seguintes objetivos também devem ser destacados:

- descrição sucinta do método de otimização empregado neste trabalho;
- descrição da modelagem proposta para identificação dos reforços no sistema de distribuição;

- descrição da etapa de otimização dos reforços candidatos;
- aplicação da ferramenta desenvolvida em uma rede de distribuição existente da Coelba e análise de resultados.

1.2 METODOLOGIA

Muito conhecimento sobre aplicação de técnicas de programação matemática e de otimização na área de planejamento de sistemas de distribuição foi acumulado desde os trabalhos pioneiros dos anos 70, desenvolvidos por Masud (1974) e Crawford & Holt (1975).

Foi realizada pesquisa bibliográfica que compreendeu exame e levantamento das técnicas abordadas nesses trabalhos, identificando-se os prós e contras de cada método, e procurando-se identificar as características que possam ser incorporadas ao modelo proposto no presente trabalho.

A bibliografia analisada foi obtida em livros, artigos, dissertações e pesquisas em relatórios e documentos na Internet, de forma a levantar informações que pudessem contribuir para as questões estudadas nesta dissertação.

Para alcançar o objetivo proposto neste trabalho, foram desenvolvidas modelagens em ambiente Matlab e planilhas Excel, de forma a comparar resultados e tempo de computação.

Após realização dos testes, escolheu-se o modelo mais adequado.

A definição do método deve levar em conta os seguintes aspectos da modelagem:

- escolha da(s) função(ões) objetivo(s);
- considerações sobre as restrições técnicas, econômicas e outras;

- horizonte de planejamento e definição dos múltiplos estágios de otimização;
- tratamento das incertezas.

O método de otimização deve considerar também os critérios de planejamento utilizados pela Coelba e os aspectos técnico-econômicos dos sistemas elétricos de distribuição em áreas urbanas.

Uma vez definido o método, foi desenvolvido aplicativo computacional. Para análise da potencialidade da ferramenta desenvolvida foi realizada aplicação de um exemplo, baseado numa rede de distribuição existente da Coelba.

Foram simulados dois casos testes, onde na primeira simulação utilizou-se a metodologia atual da Coelba, e na segunda empregou-se a metodologia desenvolvida nesta dissertação.

Observou-se que, embora a ferramenta computacional permita a proposição automatizada e otimizada das obras necessárias para a expansão do sistema de distribuição, algumas limitações ainda não foram resolvidas.

Por não possuir referências geográficas, o aplicativo não indica a localização das subestações novas, cabendo ao planejador definir de quais subestações existentes as subestações propostas absorverão carga.

1.3 ESTRUTURAÇÃO

Além da presente introdução, o trabalho está estruturado em cinco capítulos. Neste capítulo são apresentados os objetivos, a justificativa e a metodologia da pesquisa. Sua finalidade é introduzir o tema e a estrutura do trabalho.

O capítulo 2 apresenta o referencial teórico que fundamentou as análises realizadas neste estudo e explicita a metodologia atual de planejamento do sistema de distribuição utilizado pela Coelba.

O capítulo 3 descreve os métodos de otimização de programação dinâmica e busca em profundidade.

No capítulo 4 é descrita a metodologia desenvolvida e a modelagem matemática proposta para otimização do planejamento de subestações de distribuição.

No capítulo 5, apresenta-se a ferramenta desenvolvida e aplica-se a metodologia proposta a um sistema de distribuição real, descrevendo os resultados obtidos.

Finalmente, no capítulo 6 são destacadas as principais conclusões do trabalho, resumindo os principais resultados obtidos com o emprego da metodologia proposta e sugerindo possíveis avanços para posterior desenvolvimento.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Um sistema de distribuição de energia elétrica é composto por um grande número de componentes interconectados, incluindo subestações e os alimentadores associados. Cada subestação deve atender às cargas localizadas na sua área de influência, conhecida como “áreas de serviço” (WILLIS, 2004).

Os alimentadores, em geral aéreos, possuem configuração radial operando com fluxo de energia em um único sentido. Nos meios urbanos, apesar desses alimentadores operarem de forma radial, existe muitas possibilidades de transferência de carga e de reconfiguração do sistema, através de abertura e fechamento de chaves de manobras.

A capacidade das subestações é dimensionada para atender a carga projetada de acordo com os critérios de carregamento definidos pela empresa concessionária em estudos que precedem o planejamento.

Ao considerar um estudo de mercado precário e impreciso, por exemplo, pode-se questionar o resultado de um estudo detalhado da rede de distribuição primária. Estudos muito detalhados tendem a inviabilizar o tempo de processamento dos programas computacionais utilizados no planejamento de sistemas elétricos.

O planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica é um problema complexo que envolve muitos fatores nos estudos. A determinação de um planejamento ótimo, dentre as várias alternativas, torna-se muito difícil para o planejador. Especialmente no que diz respeito à localização e capacidade de novas subestações de distribuição e, principalmente, quando estas devem entrar em operação.

Portanto, a definição de construção de novas subestações e, também, a ampliação, quando possível, das subestações existentes representam a essência da atividade de planejamento da distribuição.

O objetivo do planejamento da distribuição é assegurar o atendimento ao crescimento da carga, programando a realização de obras que sejam viáveis sob o ponto de vista técnico-econômico.

A quantidade e a complexidade dos fatores que influenciam o planejamento da expansão da distribuição são muito grandes. A localização da carga no tempo e no espaço está vinculada ao crescimento sócio-econômico e à urbanização da região, que se constituem em variáveis de difícil equacionamento num horizonte mais distante.

Dessa forma, torna-se essencial aos planejadores avaliarem as alternativas de expansão do sistema, determinando as melhores obras, baseados nos critérios técnicos de atendimento à carga projetada, e levando em conta os critérios econômicos, os custos do investimento e a qualidade de serviço. Os significativos valores envolvidos fazem com que decisões equivocadas representem um custo muito elevado para as empresas.

As metodologias de planejamento da expansão do sistema de distribuição devem ter características cíclicas, e incluir o acompanhamento e a revisão periódica dos resultados, com o intuito de corrigir insuficiências de dados e adicionar informações necessárias.

Diversas pesquisas e técnicas de programação matemática foram desenvolvidas neste contexto, e contribuíram para o estudo do problema do planejamento da distribuição.

A grande maioria dos trabalhos desenvolvidos parte de um conjunto de reforços candidatos, que é geralmente proposto pelo planejador, a partir de diversas informações, como o diagnóstico técnico da rede de distribuição existente com o crescimento da carga no horizonte e informações específicas da região, por exemplo, locais possíveis para novas subestações. No entanto, nota-se que a definição deste conjunto dificilmente é de forma automática.

Este trabalho vem contribuir para que seja estabelecido um modelo que permita um suporte ao planejador nesta etapa de análise do diagnóstico e proposição de reforços candidatos a serem utilizados como entrada para os métodos de otimização.

2.1 PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

O planejamento do sistema elétrico da distribuição busca adequar o sistema existente às solicitações de cargas futuras, considerando aspectos econômicos, técnicos, sociais, ambientais, além das disposições regulatórias e dos critérios e parâmetros adotados pela empresa.

Devido ao volume e ao porte de obras, o planejamento de sistema requer ferramentas de grande versatilidade que permitam maior flexibilidade ao planejador na tomada de decisões e otimizem os recursos financeiros disponibilizados.

Um dos aspectos mais importantes no planejamento de sistemas elétricos diz respeito ao planejamento de subestações. Isso envolve a definição do local, capacidade e ano de entrada de novas subestações e ampliação de subestações existentes.

A definição do local para construção de uma nova subestação depende principalmente da localização do centro de carga e da projeção do mercado ao longo do horizonte de planejamento. Outros fatores importantes a serem considerados são a disponibilidade de terreno adequado e os aspectos econômicos envolvidos.

A capacidade das subestações é dimensionada para atender a carga projetada, obedecendo aos critérios de carregamento máximo e capacidade firme.

Em condições normais de operação, o carregamento dos transformadores deve ser limitado à sua potência nominal, considerando o último estágio de ventilação forçada. Em casos de contingência, admite-se uma sobrecarga nos transformadores

até um determinado limite que é baseado nas características particulares de cada equipamento.

A capacidade firme é a carga máxima que pode ser suprida por uma subestação em caso de contingência simples, ou seja, em situação onde há perda de um transformador.

Os estudos de planejamento são geralmente definidos em três tipos, função do horizonte de estudo. O planejamento de curto prazo, o médio prazo e o de longo prazo.

O planejamento de curto prazo, também conhecido como planejamento operacional, procura garantir a operacionalidade da rede, sendo geralmente composto por obras que serão realizadas num futuro muito próximo (semanas). São exemplos de obras de curto prazo a reconfiguração da rede (manutenção ou redução de perdas) e a instalação de capacitores (suporte de reativos).

O planejamento de médio prazo, com horizonte de aproximadamente cinco anos, é conhecido como planejamento tático e determina um plano de obras dentre um conjunto de obras candidatas definidas nos estudos de longo prazo. É quando se especifica mais detalhadamente quais os reforços necessários, como recondutoramento de trechos de redes, por exemplo.

Feito geralmente para um horizonte de dez a quinze anos, o planejamento de longo prazo, ou estratégico, determina a necessidade de expansão da capacidade de subestações existentes e construção de novos alimentadores e de novas subestações.

Estudos de longo prazo têm como característica não considerar a topologia detalhada da rede de distribuição. Com objetivo de determinar, a partir do crescimento da demanda no período considerado, os níveis de qualidade em função dos níveis de investimentos projetados, esse estudo possibilita o desenvolvimento de um plano geral de obras que será referência para o planejamento de médio prazo.

Assim, para que todas as decisões de investimentos conduzam a um desenvolvimento coerente do conjunto de obras propostas para ampliação do sistema de distribuição, é necessário organizar uma hierarquia dos estudos de planejamento, permitindo ir da descrição geral das obras até o detalhamento das mesmas.

Para elaboração do estudo de planejamento do sistema de distribuição de uma área algumas informações devem ser levantadas. Estas informações subsidiarão tanto o diagnóstico do sistema existente como a previsão de carga futura. Devem ser considerados como insumos básicos do processo de planejamento os seguintes aspectos:

- previsão de carga: localização no tempo e no espaço da demanda futura a ser solicitada pelo sistema de distribuição;
- horizonte de estudo: o horizonte para planejamento do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) deverá ser de cinco anos e para as Subestações de Distribuição deverá ser de dez anos. Ambos os estudos terão periodicidade anual, devendo um novo estudo ser realizado a cada ano (PRODIST, 2008);
- supervisão da qualidade: informações de tensão e dos índices operativos apurados através da coleta de dados do sistema quanto à qualidade de fornecimento. Indica ainda o desempenho da tensão de fornecimento objetivando a fixação dos parâmetros operativos de tensão;
- metas de qualidade e critérios de planejamento: critérios definidos nas resoluções de qualidade referentes à continuidade e níveis de tensão que devem orientar as formulações de alternativas de fornecimento.

Constituem procedimentos do planejamento dos sistemas de distribuição:

- simulação: cálculo do fluxo elétrico no sistema atual acrescentando-se as cargas futuras ano a ano, comparando-se os resultados de tal simulação com os critérios de planejamento desejáveis ao sistema em questão. O diagnóstico

do desempenho do sistema deve ser realizado considerando os valores de queda de tensão, de carregamento de equipamentos e redes de distribuição, e de perdas elétricas;

- formulação de alternativas: após indicação na simulação das deficiências futuras, deverão ser formuladas alternativas tecnicamente viáveis para expansão do sistema. Todas as soluções devem ser custeadas ano a ano até o ano final do horizonte de estudo, e devem apresentar a mesma qualidade técnica no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A formulação de alternativas é um processo iterativo, pois para se atender a carga projetada é indicada uma série de possibilidades, que vão sendo redefinidas até a conclusão do estudo no ano final do horizonte de planejamento;
- análise econômica de alternativas: comparação econômica de alternativas indicando qual solução apresenta menor custo.

2.2 UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO NO PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Os estudos de planejamento de distribuição são baseados na análise do sistema existente, na previsão de crescimento da carga (estudos de mercado), que possibilitam a simulação das condições futuras, através de cálculos técnicos, que associados a uma análise econômica e, considerando a experiência do planejador, permitem a escolha de uma boa solução para a expansão do sistema, a qual representa uma escolha entre uma infinidade de possíveis alternativas.

Considerando o porte de um sistema de distribuição urbano, com muitas subestações e um número ainda maior de alimentadores, e que há uma infinidade de opções para escolha de locais para novas subestações, além de possibilidades para dimensionamento dos transformadores e alimentadores, o planejador avalia poucas alternativas, devido ao grande esforço demandado. Desta forma, ferramentas computacionais têm sido desenvolvidas com a finalidade de auxiliar o

planejador para que ele possa, da melhor maneira possível, realizar a proposição de reforços no sistema.

Na literatura são descritas diferentes modelagens para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, que diferem basicamente entre si quanto à técnica de solução utilizada.

Masud (1974) apresentou um artigo com talvez a primeira tentativa bem sucedida de aplicação de modelagem matemática para o problema de determinar a expansão ótima dos sistemas de distribuição. Técnicas heurísticas são usadas numa primeira fase para o problema de definição de área de influência de subestações, de forma a determinar problemas de tensão, perdas e carregamento nos alimentadores. Em outra fase, programação linear e programação inteira foram utilizadas para a otimização da capacidade das subestações.

O artigo de Masud inspirou Valente (1991) a desenvolver o SIPLA que foi usado pela Coelba durante algum tempo. No entanto, o SIPLA não tinha o módulo de otimização.

Crawford (1975) desenvolve um modelo para tratar do problema de evolução das subestações utilizando duas técnicas de otimização: algoritmo de caminho mínimo desenvolvido por Dijkstra, para o problema de definição de área de influência de subestações e o algoritmo de transporte de Ford e Fulkerson, para a locação de subestações.

Burani (1985), em sua tese de doutorado, utiliza o problema do transporte (algoritmo out-of-kilter que otimiza a rede elétrica) como uma sub-rotina em um algoritmo do tipo branch-and-bound para ampliação das subestações existentes e locação de novas subestações.

Para resolver o problema de dimensionamento e locação de subestações Shelton (1978) utiliza programação inteira-mista. Os alimentadores ainda são considerados apenas como módulos associados à subestação.

North-Green (1979) apresenta uma metodologia que incorpora um módulo para resolver o problema de dimensionamento e topologia da rede primária.

Thompson (1981) formula o planejamento da distribuição como um modelo de transporte, e utiliza algoritmo do tipo branch-and-bound para solucionar o problema de alocação ótima de subestações, considerando os custos.

Sun (1982) propõe a utilização de técnica de programação baseada em modelo de transporte e algoritmo do tipo branch-and-bound, para o planejamento de alimentadores primários e subestações para longo prazo.

Gonen (1981, 1982) e Fawzi (1983) avançam aperfeiçoando diversos aspectos, usando métodos de programação matemática.

Willis (1985) apresenta uma comparação dos diversos métodos desenvolvidos até 1985, analisando os prós e os contras de cada um, os aspectos que foram abordados e como resolveram cada ponto da problemática do planejamento. Em seu trabalho conclui que procedimentos automatizados melhoram o projeto e reduzem o esforço humano no planejamento da distribuição, mas não garantem que o melhor geral seja determinado. Ressalta ainda que a qualidade dos resultados é melhor quando o método apropriado é usado e corretamente adaptado ao problema.

Quase vinte anos depois, Willis (2004) mantém essa mesma posição, reiterando a importância da adaptação do método à cultura e procedimentos do setor de planejamento da concessionária.

Ponnaivaiko (1987) utiliza programação quadrática inteira-mista para formular a expansão de sistemas de distribuição.

Vários autores, como Gonen (1987), Youssef (1988), Aoki (1990), Nara (1991, 1992), dedicaram-se a aperfeiçoar as metodologias, buscando novos aspectos e visando melhorar os tempos de processamento dos dados.

Kagan (1992) incorporou a lógica fuzzy para tratar as incertezas e acrescentou também uma abordagem por múltiplos-objetivos.

Blanchard (1996) publica um artigo analisando a experiência com a utilização dos softwares desenvolvidos a partir das diversas metodologias propostas.

A partir desse ponto, avanços foram feitos na questão de incorporar aspectos de confiabilidade na modelagem, (TANG, 1996; JONNAVITHULA, 1996), ou busca de métodos de inteligência artificial para melhorar o desempenho dos softwares (YEH, 1996; GOSWAMI, 1997; CHANDRASHEKARA, 1999; KAGAN, 1999; FEI, 2004).

Esta dissertação utiliza, entretanto, a técnica da busca em profundidade, contribuindo para que a proposição das obras, necessárias para a expansão do sistema de distribuição, seja realizada de maneira automatizada e otimizada, considerando os custos.

No quadro 1 é possível visualizar, de maneira simplificada, o que foi proposto ou desenvolvido por cada autor citado neste capítulo.

Ano	Autor	Proposta
1974	Masud	Utilizou técnicas heurísticas para definir a área de influência de subestações, e técnicas de programação linear e inteira para otimizar a capacidade das subestações.
1975	Crawford	Utilizou algoritmo de caminho mínimo para definir área de influência de subestações, e algoritmo de transporte para locação de subestações.
1978	Shelton	Utilizou programação inteira-mista para dimensionamento e locação de subestações.
1979	North-Green	Incorporou módulo para dimensionamento e topologia da rede primária.
1981	Thompson	Baseado em modelo de transporte, utilizou algoritmo branch-and-bound para alocação ótima de subestações, considerando os custos.
1981	Gonen	Dedicou-se a aperfeiçoar as metodologias.
1982	Sun	Utilizou algoritmo branch-and-bound, baseado em modelo de transporte, para planejamento de alimentadores primários e subestações.
1982	Gonen	Dedicou-se a aperfeiçoar as metodologias.
1983	Fawzi	Dedicou-se a aperfeiçoar as metodologias.
1985	Willis	Compara os métodos desenvolvidos e conclui que procedimentos automatizados reduzem o esforço humano, mas não garantem que o melhor geral seja determinado.
1985	Burani	Empregou o problema do transporte como sub-rotina de um algoritmo branch-and-bound para ampliação de subestações existentes e locação de novas subestações.
1987	Ponnvaiko	Empregou programação quadrática inteira mista para formular expansão de sistemas de distribuição.

1987	Gonen	Buscou melhorar o tempo de processamento dos dados, aperfeiçoando as metodologias.
1988	Youssef	Buscou melhorar o tempo de processamento dos dados, aperfeiçoando as metodologias.
1990	Aoki	Buscou melhorar o tempo de processamento dos dados, aperfeiçoando as metodologias.
1991	Nara	Buscou melhorar o tempo de processamento dos dados, aperfeiçoando as metodologias.
1991	Valente	Desenvolveu o SIPLA baseado nas técnicas utilizadas por Masud, porém não contemplou o módulo de otimização.
1992	Nara	Buscou melhorar o tempo de processamento dos dados, aperfeiçoando as metodologias.
1992	Kagan	Incorporou lógica fuzzy e uma abordagem por múltiplos-objetivos para tratar as incertezas.
1996	Blanchard	Analisa os softwares desenvolvidos a partir das metodologias propostas.
1996	Tang	Incorporou aspectos de confiabilidade na modelagem.
1996	Jonnavithula	Incorporou aspectos de confiabilidade na modelagem.
1996	Yeh	Buscou métodos de inteligência artificial para melhorar desempenho dos softwares.
1997	Goswami	Buscou métodos de inteligência artificial para melhorar desempenho dos softwares.
1999	Chandrashekara	Buscou métodos de inteligência artificial para melhorar desempenho dos softwares.
1999	Kagan	Buscou métodos de inteligência artificial para melhorar desempenho dos softwares.
2004	Fei	Buscou métodos de inteligência artificial para melhorar desempenho dos softwares.
2004	Willis	Reitera a importância da adaptação do método aos procedimentos de planejamento.
2009	Meirelles	Utiliza a técnica da busca em profundidade, para proposição automatizada e otimizada de obras para expansão do sistema de distribuição, e considera os custos.

Quadro 1 - Quadro resumo dos autores e das técnicas aplicadas ao planejamento da distribuição

2.3 METODOLOGIA ATUAL DE PLANEJAMENTO DA COELBA

A metodologia utilizada pela Coelba para planejamento das subestações da Região Metropolitana de Salvador (RMS) é bastante simplificada, através do uso de planilhas em programa Excel, compreendendo a execução de algumas perguntas básicas encadeadas e que, juntamente com entradas de dados de outros setores, conduz à tomada de decisões quanto à ampliação da capacidade de transformação das subestações existentes, definição de novas subestações e de novos alimentadores.

Inicialmente o setor de gestão de mercado da Coelba fornece informações sobre o mercado e a previsão de crescimento do mesmo. Assim, obtêm-se informações sobre a demanda máxima das diversas subestações para um determinado ano e a taxa de crescimento anual. Em seguida, é feita a projeção da demanda por subestação para um horizonte de dez anos.

A projeção da carga de cada subestação é feita em seis planilhas, conforme descrição a seguir:

- mercado em MVA (ano base da projeção): planilha onde são inseridos os dados de demanda máxima realizada por subestação no ano anterior ao inicial do estudo, e feita a projeção da demanda para os próximos dez anos, utilizando a respectiva taxa de crescimento anual por subestação. Assim, para o ano $n-2$, sendo n igual ao ano inicial do plano de investimentos, utiliza-se a maior demanda registrada no período de janeiro a dezembro;
- mercado em MW: nesta planilha são apresentados os valores de demanda do mercado consumidor para cada subestação ao longo dos anos calculada a partir da planilha “Mercado em MVA”, sendo atualmente adotado o fator de potência de 0,97;
- alimentador: planilha que apresenta a quantidade de alimentadores por subestação, e onde são indicadas as ampliações previstas ao longo do horizonte de planejamento. O número de alimentadores é usado no cálculo da potência firme;
- potência instalada: é o somatório da potência dos transformadores da subestação x suas respectivas quantidades sendo usada para calcular a potência firme. Nesta planilha estão as informações sobre a capacidade instalada de cada subestação com a indicação das ampliações previstas ao longo do horizonte de planejamento;

- potência firme: calculada a partir da potência instalada da subestação, do número de alimentadores e da capacidade da linha de transmissão que atende a subestação e é usada como parâmetro na planilha "Limites";
- limites: planilha onde são apresentadas as projeções da demanda a ser atendida por cada subestação a cada ano com indicação daquela(s) que está(ão) acima da sua capacidade e em que ano isso ocorre. Esta planilha compara o valor da demanda em MVA com a potência firme de cada subestação a cada ano e quando a demanda anual, em MVA, de uma determinada subestação excede a respectiva potência firme, para o mesmo ano, o programa Excel exibe a expressão "999", indicando que há necessidade de realização de alguma melhoria na subestação para aquele ano.

Após inserção dos dados de mercado, com a respectiva projeção da demanda ao longo dos anos, e revisão das quantidades de transformadores e alimentadores de cada subestação, inicia-se a análise da situação da subestação com relação à sobrecarga, sua subestação de retaguarda e suas possíveis formas de ampliação.

Assim, é desencadeada uma sequência de perguntas, conforme figura 1 para verificar a necessidade de obras para expansão do sistema de distribuição. A primeira pergunta é para identificar se a subestação está em sobrecarga. A segunda se será possível ampliar a quantidade de alimentadores e a terceira compreende a identificação da possibilidade de ampliação da capacidade instalada, ou seja, aumento da quantidade de transformadores.

- A subestação está em sobrecarga?
 - NÃO
 - Fim do processo.
 - SIM
 - Pode ampliar a quantidade de alimentadores?
 - NÃO
 - Pode ampliar capacidade instalada?
 - NÃO
 - Construir nova subestação.
 - Definir critérios de construção.
 - Fim do processo.
 - SIM
 - Definir critérios de ampliação.
 - Fim do processo.
 - SIM
 - Definir critérios de ampliação.
 - Fim do processo.

Figura 1 – Sequência simplificada de perguntas para identificação da necessidade de obras

Após responder as perguntas em cada etapa é necessário analisar a condição de cada subestação para uma situação de contingência. Em caso de perda de um transformador de uma subestação, os transformadores remanescentes, admitindo-se a sobrecarga, deverão absorver total ou parcialmente a carga dessa subestação. Para situações onde parte da carga não pôde ser atendida, deverão ser realizadas transferências de carga via sistema de distribuição, evitando que consumidores permaneçam sem energia.

Esse critério, conhecido como “Critério N-1 transformadores por grupo de subestações” é utilizado pela Coelba no planejamento de subestações da RMS.

Os dados sobre remanejamento de carga entre subestações são fornecidos pelo setor responsável pelo planejamento da transmissão. Essas informações indicam quais subestações manobram entre si e quanto de carga pode ser transferido de uma subestação para outra, via sistema de distribuição.

Essa análise é importante, pois é possível identificar se alguma subestação sofrerá restrição de carga na condição de perda de um transformador.

O setor de planejamento da transmissão também informa quanto aos limites das subestações (quantidade máxima de transformadores e alimentadores por subestação existente) e sobre as limitações da transmissão (capacidade das linhas de distribuição de alta tensão).

A descrição feita acima deve ser repetida para cada ano da análise. A depender das condições encontradas em cada ano, podem ser necessárias alterações no cronograma preliminar considerando os seguintes aspectos:

- construir nova subestação ao invés de ampliar uma existente, caso duas ou mais subestações localizadas próximas entre si estejam em sobrecarga no mesmo ano, ou em anos diferentes, porém próximos;
- antecipar obra em função de sobrecarga de uma subestação caso a mesma, em um ano anterior, apresente problema para transferir carga em contingência;
- retirar carga de uma subestação que ainda não entrou em sobrecarga devido à construção de uma subestação nova próximo a ela.

A metodologia utilizada é muito simplificada, pois apenas mostra o ano em que uma determinada subestação entrará em sobrecarga, cabendo ao planejador indicar quais ações devem ser realizadas, formulando as alternativas. Além disso, a metodologia atual não analisa o custo dos investimentos no sistema, nem realiza análise econômica de alternativas.

Por não considerar todas as possibilidades de otimização para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, o procedimento descrito não conduz a uma solução otimizada do problema, além de não possuir agilidade, demandando muito tempo do planejador.

3 MODELOS ESTUDADOS

Conforme visto no capítulo anterior a Coelba possui contextos específicos para planejamento do sistema de distribuição. Desta forma, foram analisadas possibilidades de utilização de algoritmos de otimização, a seguir descritos.

3.1 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

A programação dinâmica é um método de otimização exato, sem aproximações, onde o resultado ótimo é atingido e pode ser aplicada a toda uma série de problemas de múltiplos estágios.

A ampliação da capacidade de atendimento da demanda pode ser entendida como um problema de múltiplos estágios na medida em que o planejamento é realizado para um período de dez anos e as obras de ampliação e reforço do sistema vão acontecendo em várias etapas durante todo o horizonte estudado.

Para ampliar de forma ótima a capacidade de atendimento à demanda da região estudada, é necessário definir os estágios e os custos de passagem de um estágio para o outro.

Considerando que, os anos são os estágios e os custos de ampliação ou construção de subestações correspondem aos custos de passagem, o problema, então, é definir o custo mínimo para atender ao aumento do mercado de energia.

Supondo, então, que uma subestação seja capaz de atender um mercado de 12 kVA e que essa carga cresça até chegar a 60 kVA após determinado tempo. Para aumentar a capacidade de atendimento, gradualmente, dessa subestação podem-se realizar diversos investimentos com custos diferentes e que levam a incrementos de potência distintos, a saber:

- reconduzir um alimentador, aumentando a potência para 15 kVA a um custo de cinco unidades monetárias;
- construir outro(s) alimentador(es), aumentando a capacidade para 20 kVA, a um custo de dez unidades monetárias; ou
- substituir o transformador por outro de maior potência, aumentando a capacidade para 25 kVA a um custo de quarenta unidades monetárias.

Desse modo é possível montar o seguinte problema, conforme figura 2.

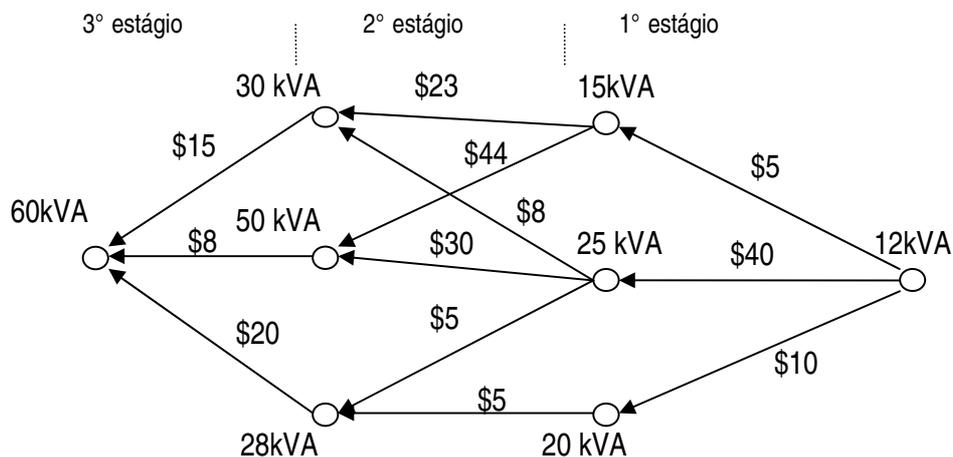


Figura 2 – Esquema do problema para aumento da capacidade de uma subestação

O primeiro passo é verificar o custo do último estágio, ou seja, o incremento de potência do estágio dois para o três. Vide tabela 1.

Tabela 1 – Incremento de potência do estágio dois para o três

Potência Atual	Potência Destino	Custo Acumulado	Rota ótima
30 kVA	60 kVA	15	X
50 kVA	60 kVA	8	X
28 kVA	60 kVA	20	X

O próximo passo é verificar o custo acumulado do estágio anterior, ou seja, o incremento de potência do estágio 1 para o 2, conforme pode ser visualizado na tabela 2.

Tabela 2 – Incremento de potência do estágio um para o dois

Potência Atual	Potência Destino	Custo Acumulado	Rota ótima
15 kVA	30 kVA	$15+23=38$	X
15 kVA	50 kVA	$8+44=52$	
25 kVA	30 kVA	$15+8=23$	X
25 kVA	50 kVA	$8+30=38$	
25 kVA	28 kVA	$20+5=25$	
20 kVA	28 kVA	$20+5=25$	X

Finalmente o terceiro passo, apresentado na tabela 3, consiste em acumular os custos até a situação inicial, ou seja, da potência origem até o incremento de potência do 1º estágio. É importante ressaltar que apenas a rota ótima é considerada em cada estágio subsequente.

Tabela 3 – Incremento de potência da situação inicial até o estágio um

Potência Atual	Potência Destino	Custo Acumulado	Rota ótima
12 kVA	15 kVA	$15+23+5=43$	
12 kVA	25 kVA	$15+8+40=63$	
12 kVA	20 kVA	$20+5+10=35$	X

De maneira que a solução ótima é ampliar a capacidade para 20 kVA no primeiro estágio, depois para 28 kVA e por fim para 60 kVA nos estágios subsequentes.

Entretanto, no sistema elétrico, os problemas não são tão simples assim. Não se pode atender o mercado de uma área através de uma subestação no outro extremo da cidade. Cada subestação atende um mercado por região, definido pela área de influência de seus alimentadores.

Portanto, o problema exemplificado tem que ser repetido para cada subestação. Dessa maneira, existiram tantos problemas de programação dinâmica quantas forem às áreas geográficas de influência de cada subestação, conforme é mostrado na figura 3.

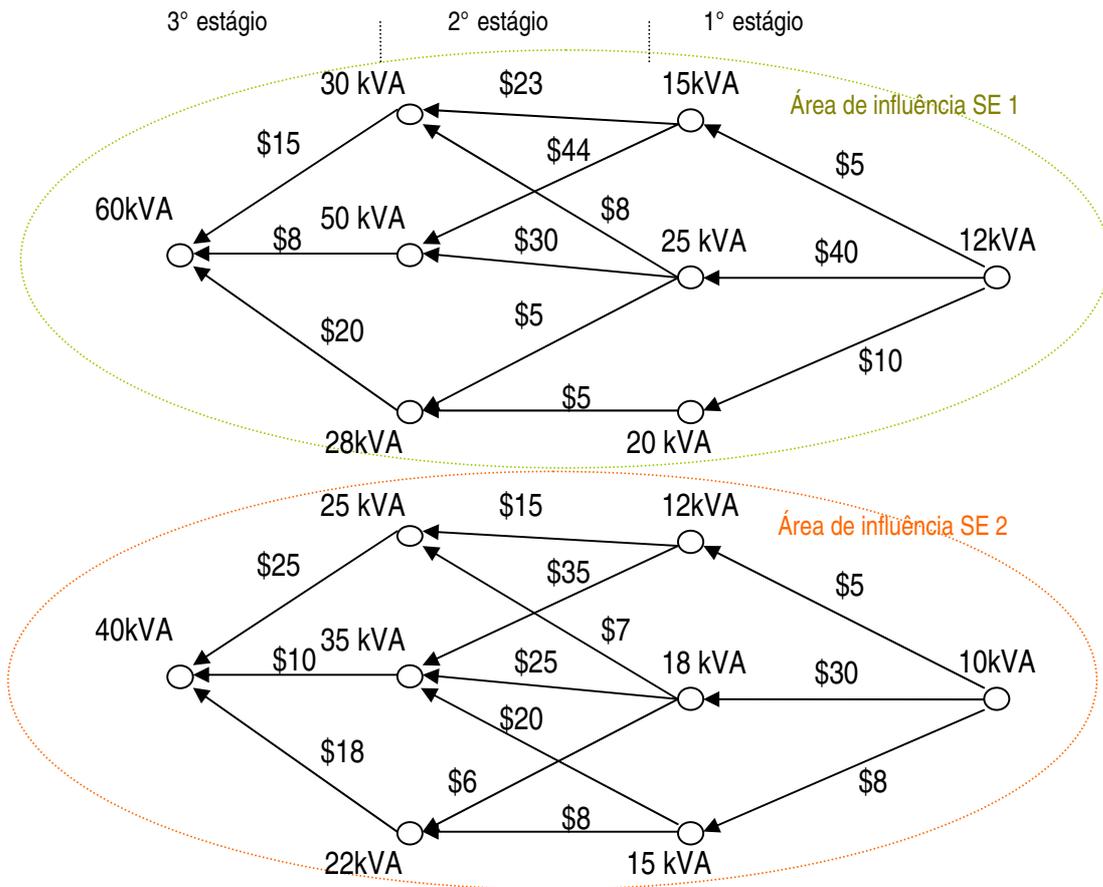


Figura 3 – Área geográfica de influência de cada subestação

Sendo para a área de influência da subestação SE 1, a solução ideal vista anteriormente:

12 – 20 – 28 – 60 kVA com custo de 35 unidades.

E para a área de influência da subestação SE 2, a solução ideal é:

10 – 15 – 22 – 40 kVA com custo de 34 unidades.

Porém, as particularidades do sistema elétrico não são somente essas, é possível transferir parte da carga de uma subestação para outra, ou parte da carga de duas ou mais subestações para uma nova subestação a ser criada, conforme mostrado na figura 4.

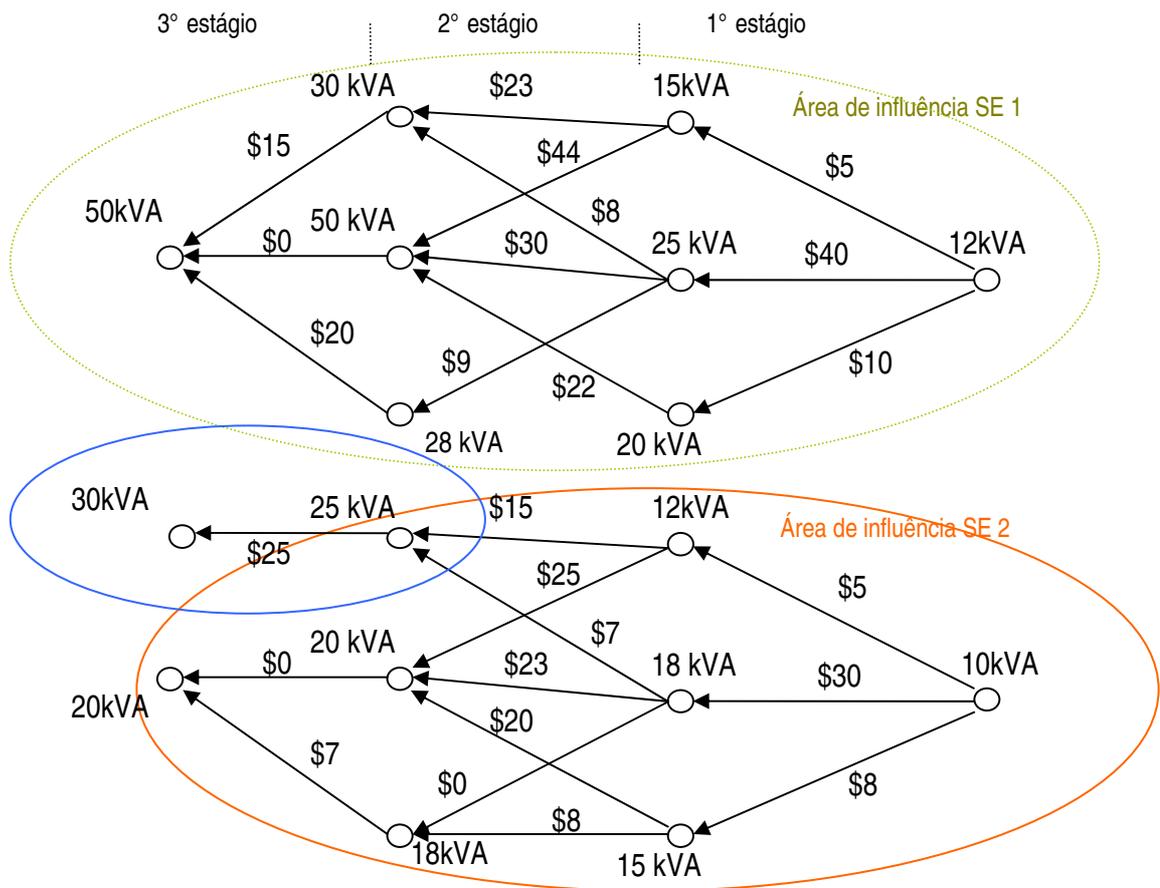


Figura 4 – Transferência de carga de uma subestação para outra

O modelo de programação dinâmica prevê um ponto de início e um ponto de finalização, como incorporar a criação de uma nova subestação nesse modelo de programação é uma pergunta que a literatura pesquisada ainda não responde.

A tentativa de resolver o problema de modo semelhante aos anteriores não é possível, pois a solução considerando o ponto final 30 kVA é:

10 – 12 – 25 – 30, com custo de 45 unidades

A solução considerando o ponto final em 20 kVA é:

10 – 15 – 18 – 20, com custo de 23 unidades;

Obviamente a passagem do primeiro estágio não coincidente (12 e 15) inviabiliza a solução como soma das duas soluções.

Uma possibilidade seria o teste exaustivo com a comparação dos caminhos completos, mas essa solução certamente exigirá um esforço computacional incompatível com o problema.

3.2 BUSCA EM PROFUNDIDADE

Busca em profundidade é um algoritmo usado para realizar uma busca ou travessia numa árvore. Intuitivamente, o algoritmo começa num nó raiz e explora tanto quanto possível cada um dos seus ramos, antes de retroceder. Ou seja, um algoritmo de busca em profundidade realiza uma busca que progride através da expansão do primeiro nó filho da árvore de busca, e se aprofunda até que o objetivo da busca seja encontrado, ou até chegar a um nó que não possua filhos. Desse ponto a busca retrocede e recomeça no próximo nó.

Em situações onde o comprimento de um caminho de uma árvore de busca é infinito, a busca em profundidade não termina. É necessário estabelecer um limite de aumento na profundidade da árvore.

Um nó é uma estrutura de dados que representa um dos possíveis estados de uma estrutura composta por vários outros estados, e que contém informações importantes para a mesma.

A conexão entre dois nós dentro de uma mesma estrutura é chamada de aresta, que pode ser unidirecional (somente pode ir de um nó para o outro) ou bidirecional (pode-se ir de um nó para o outro e vice-versa).

Uma árvore é representada por um nó raiz e vários outros nós conectados a ele. Assim cada nó possui um nó pai (com exceção do nó raiz) e diversos nós filhos. Os nós que não possuem filhos são conhecidos como nós folhas.

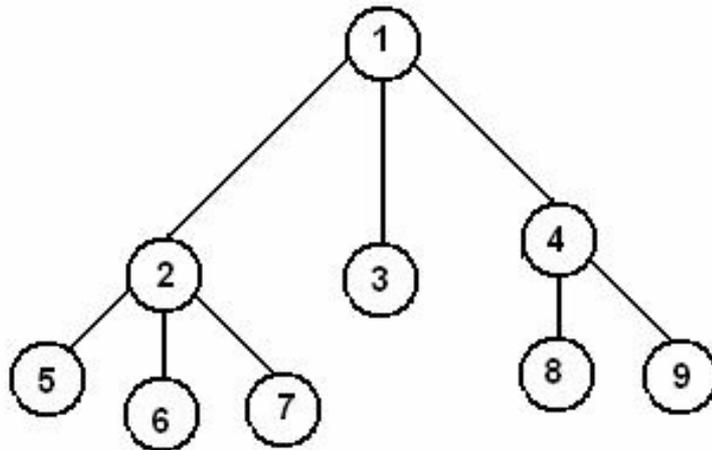


Figura 5 – Representação de uma árvore com nove nós

Considerando uma árvore contendo nove nós como a representada na figura 5, pode-se dizer que existem três níveis, sendo o primeiro onde se encontra o nó raiz (1), o segundo onde se tem os nós filhos (2, 3 e 4), e o terceiro onde se encontram os filhos dos nós filhos do nó raiz (5, 6, 7, 8 e 9), que também são nós folhas.

Uma vez estruturada a árvore, com encontrar as possíveis soluções? Como descobrir qual o melhor caminho?

A busca em profundidade consiste em avaliar primeiro um dos nós e, se este não for solução, avaliar um de seus filhos, repetindo este passo até chegar a um nó que não possui filho ou cujos filhos já foram todos avaliados, sendo então obrigado a voltar para o nó pai.

Observando novamente a árvore-exemplo, tem-se que, com a busca em profundidade, primeiro avalia-se o nó 1. Se este não é o nó solução, avalia-se o nó 2. Se este não for, avalia-se o nó 5. Se este não for, como não há nenhum filho a analisar neste nó, volta-se para o 2 e, então, avalia-se o nó 6, procedendo desta forma até encontrar uma solução.

Neste trabalho, utilizou-se a técnica de busca em profundidade para desenvolvimento da modelagem proposta.

Para a otimização do planejamento de subestações foi modelado um sistema que tenta minimizar as variáveis do problema.

Assim, as subestações foram divididas em dois grupos: as existentes, que são aquelas que possuem um mercado previsto, transformadores e alimentadores já instalados, e as candidatas, que não possuem transformadores nem alimentadores, mas recebem carga de outras subestações no ano em que são propostas no planejamento.

Para representar as subestações, os transformadores e os alimentadores, foram criadas classes. Para simular o modelo, algumas especificações próprias desses objetos foram colocadas em determinadas variáveis.

Além dessas três classes, há uma classe que engloba os dados de transferência em contingência das subestações para o horizonte de estudo e, a classe “Situação” que é o modelo em si. Nela estão as subestações, as transferências em contingência, os juros, o ano da simulação e os identificadores do último alimentador e transformador adicionados. A figura 6 representa um resumo do relacionamento das classes.



Figura 6 – Relacionamento entre as classes.

Para a concessionária, do ponto de vista financeiro, é mais interessante investir o mínimo possível para atender a carga solicitada pelo mercado. Para isso, as medidas são tomadas no ano em que não será possível atender às subestações com a potência firme que estas possuem.

De modo a tornar a otimização ainda mais realista são incorporados os juros que, a depender do seu valor, podem adiar os investimentos. Uma vez informado os juros, os custos das obras serão trazidos para valor presente.

A modelagem de otimização foi elaborada de forma que, a cada medida tomada, a situação seja completamente alterada, pois para cada solução do problema tem-se um novo leque de possibilidades. Quanto maior a cidade, mais complexo se torna o problema, pois em cada ano pode-se tomar um número de medidas e cada medida altera as possibilidades das próximas.

A figura 7 abaixo mostra como se comporta a otimização. Para cada operação tem-se uma situação na qual as potências, mercados e transferências podem ser alterados, gerando novas possibilidades.

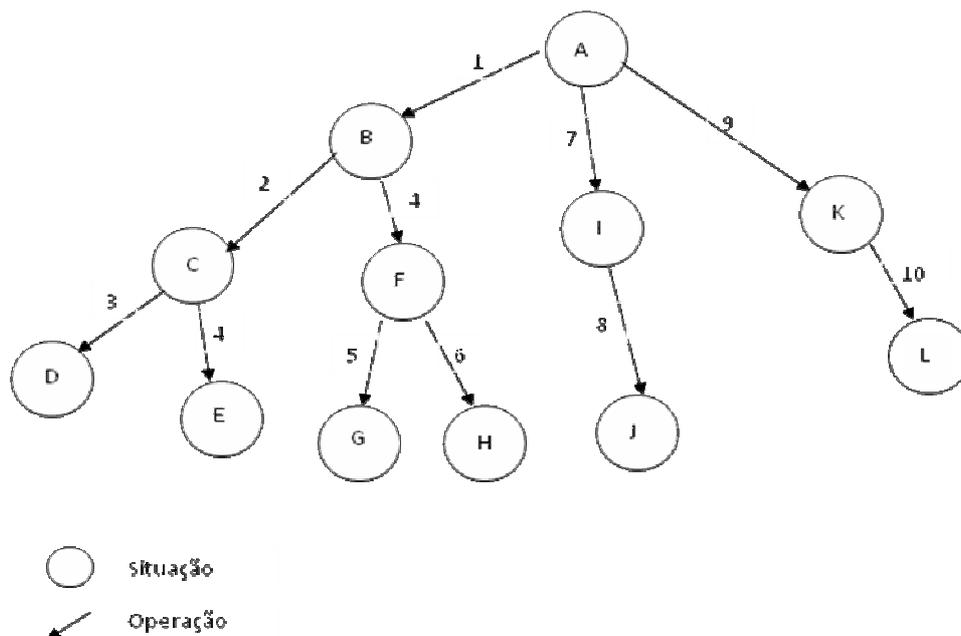


Figura 7 – Modelo de otimização em árvore.

A função que realiza a otimização é recursiva por se apresentar de maneira bastante simples para se percorrer uma árvore dinâmica sem grandes dificuldades para guardar os dados durante os percursos da árvore.

Quando não é mais possível que uma subestação atenda a demanda prevista pelo mercado, alguma ação tem que ser realizada para que o sistema de distribuição absorva essa nova carga.

O algoritmo foi desenvolvido para trabalhar as seguintes operações: alocar transformador, alocar alimentador, construir subestação com 25 MVA ou com 50 MVA para retirar a carga das subestações deficitárias.

As operações são feitas caso, em algum ano, no qual a subestação não consiga atender a sua demanda, ou seja, sua potência firme seja menor que o mercado planejado para a mesma. O algoritmo fará as alterações que forem possíveis até encontrar uma solução, caso esta não seja encontrada para uma subestação em um determinado ano, volta-se na árvore para verificar se existe alguma solução percorrendo outro caminho. Caso alguma subestação não tenha uma solução possível, a otimização é finalizada.

Depois de encontrada a primeira solução, o custo desta é usado para que se encontre a solução ótima de maneira mais rápida. Para isso, comparam-se cada operação a ser realizada. Se o custo do caminho que está sendo realizado for menor que o custo da solução já encontrada, o custo da nova solução encontrada será usado. Desta forma, é garantido que cada solução encontrada terá o custo melhor que o da solução anterior. Assim, o algoritmo continuará a ser executado até a melhor solução ser encontrada, não sendo necessário percorrer todos os nós.

4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Este capítulo apresenta uma metodologia para estudos de planejamento de longo prazo para sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão.

Conforme foi apresentado no capítulo 2.2 (Utilização de técnicas de otimização no planejamento do sistema de distribuição), diversos modelos bastante completos, envolvendo simultaneamente a otimização das subestações e da rede de alimentadores primários, têm sido propostos por diversos pesquisadores, ao longo dos últimos 30 anos.

O problema do planejamento das redes de distribuição urbanas trata da definição da localização de novas subestações, o seu dimensionamento, a ampliação das subestações existentes e a definição do número de alimentadores. Na definição da solução ótima, deve-se, portanto, considerar todos os investimentos envolvidos.

Considerando que os estudos de planejamento de distribuição são baseados na análise do sistema existente, na previsão de crescimento da carga, o que possibilita a simulação das condições futuras, e na realização de análise econômica, a definição de uma boa solução para a expansão do sistema representa uma escolha entre uma infinidade de possíveis alternativas.

Portanto, a busca pela solução ótima fica restrita às obras propostas pela intuição e conhecimento do planejador.

Assim sendo, em estudos de planejamento, é importante que o planejador tenha a sua disposição ferramentas computacionais que o auxiliem da melhor maneira possível quando da proposição de reforços no sistema.

Para resolver o problema de obtenção de uma solução ótima para o planejamento da expansão de subestações da Coelba optou-se por uma modelagem simples, que não considerasse a configuração dos alimentadores da rede primária e a otimização dos condutores. Pois, quanto maior o detalhamento da modelagem para deixar o

problema de planejamento mais próximo da realidade, maiores são os graus de dificuldade para encontrar uma solução ótima ou de boa qualidade.

Será utilizado, um modelo baseado na técnica da busca em profundidade. Em pesquisa suplementar, será avaliada a conveniência de utilização de outra ferramenta de otimização, em função do desempenho que venha ser alcançado.

4.1 PREMISSAS PARA A MODELAGEM

A questão do planejamento do sistema de distribuição será definir a melhor alternativa de configuração futura do sistema. A modelagem da rede a ser adotada deverá conduzir a uma escolha de um algoritmo eficiente, onde se buscará a minimização do custo global do conjunto subestação-rede primária.

Assim, algumas premissas deverão ser atendidas:

- o modelo deverá otimizar o investimento em capacidade instalada de subestações;
- o critério de potência firme por grupo de subestações (critério N-1 transformadores por grupo de subestações) deve ser respeitado;
- a topologia da rede primária não será considerada;
- os alimentadores devem ser considerados apenas como parte do investimento da subestação;
- devido à simplificação da projeção de demanda sem uma referência geográfica, o planejador deverá definir a máxima carga transferível por subestação, e a máxima carga que pode ser transferida de uma subestação para outra;

- o planejador deverá indicar a possibilidade de ampliar a capacidade de transformação de uma subestação existente, bem como as capacidades mínima e máxima das subestações novas.

É importante ressaltar que existirão diversas possibilidades para configuração do sistema. Porém, a restrição será sempre a dos critérios de planejamento da própria empresa, sendo indiferente para o modelo proposto.

A ferramenta a ser desenvolvida servirá de apoio ao planejador, cabendo a ele considerar os aspectos não disponíveis para o modelo, como a disponibilidade de terreno, acesso de linhas do sistema de distribuição de alta tensão, facilidade de saída dos alimentadores, etc.

4.2 MODELAGEM MATEMÁTICA

4.2.1 Função objetivo

Com a finalidade de indicar a alternativa de menor custo, a seguinte função objetivo foi escolhida:

$$\text{Minimizar } X_0 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{M_i} C_{ij} \cdot X_{ij} \quad (1)$$

Onde:

C_{ij} é o custo de investimento da alternativa “j” para a subestação “i”;

X_{ij} é uma variável binária (0 ou 1) que representa a escolha ou não de uma alternativa.

Assim, por exemplo, uma nova subestação poderá ser construída com 1 transformador (alternativa 1) ou com 2 transformadores (alternativa 2).

Para garantir que apenas uma alternativa por subestação seja escolhida deve-se incorporar ao modelo uma restrição de unicidade de solução, do tipo:

$$\sum_{j=1}^{M_i} X_{ij} = 1 \quad (2)$$

Deve-se garantir que toda a carga seja atendida. Introduce-se, então, no modelo uma restrição de que a capacidade instalada total, em termos de potência firme, seja maior que a carga total do sistema. Tem-se a seguinte restrição:

$$\sum_{j=1}^{M_i} PF_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{j=1}^{M_u} PF_{uj} \cdot X_{uj} + \dots + \sum_{j=1}^{M_v} PF_{vj} \cdot X_{vj} \geq \frac{\sum_{w=1}^N D_w}{FD} \quad (3)$$

Onde:

PF_{ij} representa a potência firme da alternativa “j” da subestação “i”;

D_w é a demanda prevista para a subestação “w”;

FD é um fator de diversidade. Normalmente deve ser igual a 1, mas foi introduzido no modelo de forma a dar flexibilidade ao planejador para analisar outras situações.

4.2.2 Restrição de Potência Firme

Cada subestação, em regime normal, atende às cargas localizadas na sua área de influência, conhecida como “áreas de serviço”. Em caso de contingência, como a perda de um transformador, o(s) transformador(es) remanescente(s), caso a subestação tenha mais de uma unidade, devem ser capazes de atender quase toda a carga, sem perda de vida útil. As concessionárias adotam critérios de planejamento resultados de estudos prévios, definindo essa potência firme, para cada subestação.

Assim, tem-se a inequação:

$$\sum_{j=1}^{M_i} PF_{ij} \cdot X_{ij} \geq D_i - MDT_i \quad (4)$$

MDT_i representa a máxima carga transferível da subestação “i”.

Importante observar que não se trata da carga transferível em contingência, mas a carga inicialmente prevista para a subestação “i” e que no final será absorvida por outras subestações.

4.2.3 Restrição de Potência Firme (critério n-1 transformadores por grupo de subestações)

Os alimentadores urbanos, cuja configuração é radial, possuem muitas possibilidades de transferência de carga e de reconfiguração do sistema, através de chaves de manobras.

Em situação de contingência, perda de um transformador de uma subestação, por exemplo, a parte da carga que não foi atendida pelo(s) transformador(es) remanescente(s) deverá, se possível, ser transferida, via chaves de distribuição, para as subestações vizinhas.

Portanto, pode-se incorporar a seguinte restrição ao modelo:

$$\sum_{j=1}^{M_i} PC_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{j=1}^{M_u} PI_{uj} \cdot X_{uj} + \dots + \sum_{j=1}^{M_v} PI_{vj} \cdot X_{vj} \geq \frac{\sum_{w=1}^{NG} D_w}{FD} \quad (5)$$

PC_{ij} é a potência remanescente na subestação “i”, considerando a alternativa “j”, em caso de perda de um transformador.

PI_{uj} é a potência instalada da subestação “u”, alternativa “j”.

4.2.4 Restrição de Carregamento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão

Duas ou mais subestações podem ser atendidas por uma mesma linha de transmissão. Dessa forma, o carregamento máximo da linha tem que ser considerado. Incorpora-se ao modelo, então, a seguinte inequação:

$$\sum_{j=1}^{M_i} PF_{ij} \cdot X_{ij} + \sum_{j=1}^{M_u} PF_{uj} \cdot X_{uj} + \dots + \sum_{j=1}^{M_w} PF_{wj} \cdot X_{wj} \geq \frac{PST}{FC} \quad (6)$$

PST é o carregamento máximo possível para a linha de transmissão que atende às subestações “i”, “j”, ... , “w”.

4.2.5 Otimização das Transferências de Carga

Escolhida a configuração do sistema (alternativas candidatas vencedoras) faz-se necessário definir a demanda que efetivamente será atendida por cada subestação. Para isso, será utilizado um modelo de programação linear, com a seguinte função objetivo:

$$\text{Minimizar } Y_0 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N+1_i} K_{ij} \cdot Y_{ij} \quad (7)$$

Y_{ij} é a carga transferida da subestação “i” para a subestação “j”. Deverá ser maior ou igual a zero.

K_{ij} corresponde a um peso arbitrário, que será definido pelo planejador, considerando a possibilidade física dessa transferência. Por exemplo, para subestações não vizinhas, deve-se ter um peso arbitrado muito elevado, de forma a inviabilizar essa solução.

Como restrição, deve-se garantir que:

$$\sum_{j=1}^{N+1} Y_{ij} = PF_i \quad \text{com “i” variando de 1 a N} \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^N Y_{ij} = D_i \quad \text{com "j" variando de 1 a N + 1} \quad (9)$$

5 FERRAMENTA DESENVOLVIDA PARA PLANEJAMENTO DE SUBESTAÇÕES URBANAS

A ferramenta desenvolvida, e inicialmente chamada de NOVO SIPLA, tem como objetivo identificar as obras que devem ser executadas para atendimento ao crescimento do mercado. O protótipo foi desenvolvido utilizando a ferramenta Microsoft Access para a interface com o usuário.

O programa está dividido em três módulos: Cadastros, Simulações e Relatórios, conforme mostrado na figura 8.



Figura 8 – Tela inicial do programa

No módulo Cadastro, o planejador insere as informações iniciais, ou seja, as Regiões Elétricas, as Subestações, com os respectivos transformadores e alimentadores e o Mercado. Em cada uma das opções presentes neste módulo é possível editar os dados. Assim, sempre que necessário, o planejador poderá alterar ou excluir as regiões e os mercados cadastrados, criar novas regiões bem como novos mercados, editar subestações existentes e adicionar novas subestações, com

os seus transformadores e alimentadores. Após o cadastro das subestações pode-se definir a carga que cada subestação transfere para outra adjacente.

Nesse módulo deverão ser informados os custos de expansão ou construção de uma subestação.

No segundo módulo é possível gerenciar as simulações manuais (botão “Simular”) e otimizadas (botão “Otimização”). Para criar uma simulação é necessário definir qual região elétrica será estudada. Assim sendo, procede-se a execução da simulação através da tela apresentada na figura 9.

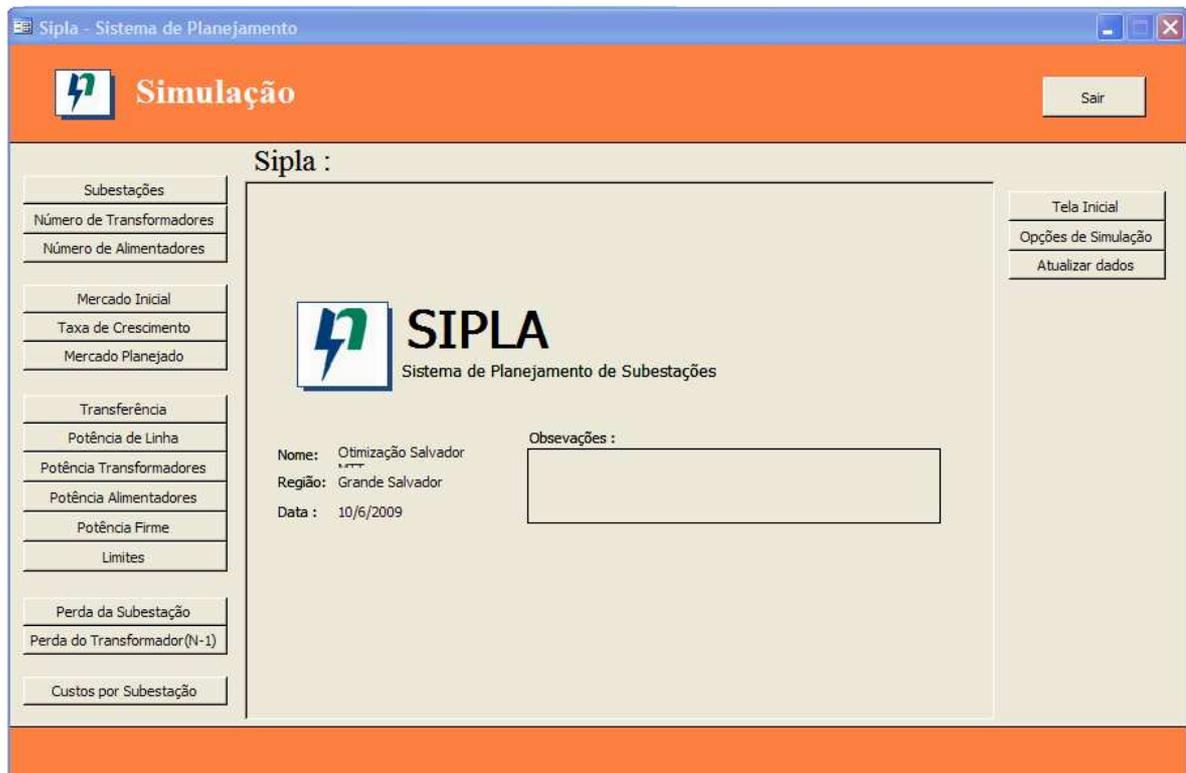


Figura 9 – Tela de execução de simulação

Nessa tela é possível consultar os parâmetros da simulação (botões localizados no lado esquerdo da tela) e alterar as informações sobre subestações e transferência de cargas entre elas.

Na simulação manual o planejador deverá, a cada ano, observar e comparar o mercado proposto e a potência firme de cada subestação, sugerindo a necessidade

de obras, tal como é feito pela metodologia de planejamento da Coelba, através de planilhas do programa Excel.

O planejador também deverá inserir novos transformadores e alimentadores, quando da ampliação de subestações existentes, criar novas subestações, editando seus dados. E analisar se alguma subestação, em um determinado ano, apresentará restrição de cargas no caso de perda de um transformador.

Na simulação otimizada, o programa realiza todas as simulações dentro do horizonte de estudo e, por fim, indica as alternativas.

Ou seja, quando é notada sobrecarga em determinada subestação, o programa pode automaticamente propor a instalação de mais uma unidade transformadora, por exemplo, de modo a aumentar a capacidade da subestação para que não ocorra sobrecarga.

A opção de simulação manual foi criada no programa de forma a permitir que o planejador possa manipular o resultado da simulação otimizada, modificando-o de acordo com outros critérios ou restrições baseados em sua experiência e/ou informações que não possam ser incorporadas à metodologia desenvolvida.

No último módulo, existem algumas opções de relatórios que o planejador pode escolher para visualizar determinadas informações referentes aos resultados das simulações.

As figuras 10 e 11 apresentam, respectivamente, o Relatório de Custos ano a ano de uma simulação, e o Relatório Plano de Expansão, que sintetiza as obras a serem executadas ao longo do horizonte de estudo.



Relatório de Custos (R\$)

Simulação: Otimização Salvador

Data da Simulação: 10/6/2009 19:55:01

Subestação	Código	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GRAÇA	GRC	0	0	0	0	0	0	0	940	0	0	0
FEDERAÇÃO	FDR	0	0	0	0	0	0	1.081	0	0	0	618
PITUBA	PIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CENTRAL	CEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATATU	MIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LAPINHA	LPN	0	0	0	0	0	0	1.081	0	0	0	618
CAB	CAB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAJAZEIRAS I	CAJ	0	0	0	0	0	0	23.778	0	0	0	0
CAJAZEIRAS II	CJD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SÃO CRISTOVÃO	SCR	0	0	1.890	36.163	0	0	0	940	0	0	0
PARIPE	PPE	0	0	0	0	0	0	0	0	17.980	0	0
CIA I	CIU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ITAPAGIPE	IPG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CANDEAL	CDL	0	47.626	0	0	1.429	0	0	0	0	0	0
LAURO DE FREITAS	LDF	0	2.174	0	1.644	0	0	1.081	0	0	0	13.595
PITUAÇU II	PUD	0	0	0	1.644	0	0	1.081	0	0	0	0
PERI PERI	PRP	0	0	0	0	0	27.345	0	0	0	0	0

sábado, 25 de julho de 2009

Página 1 de 2

Figura 10 – Relatório Custos

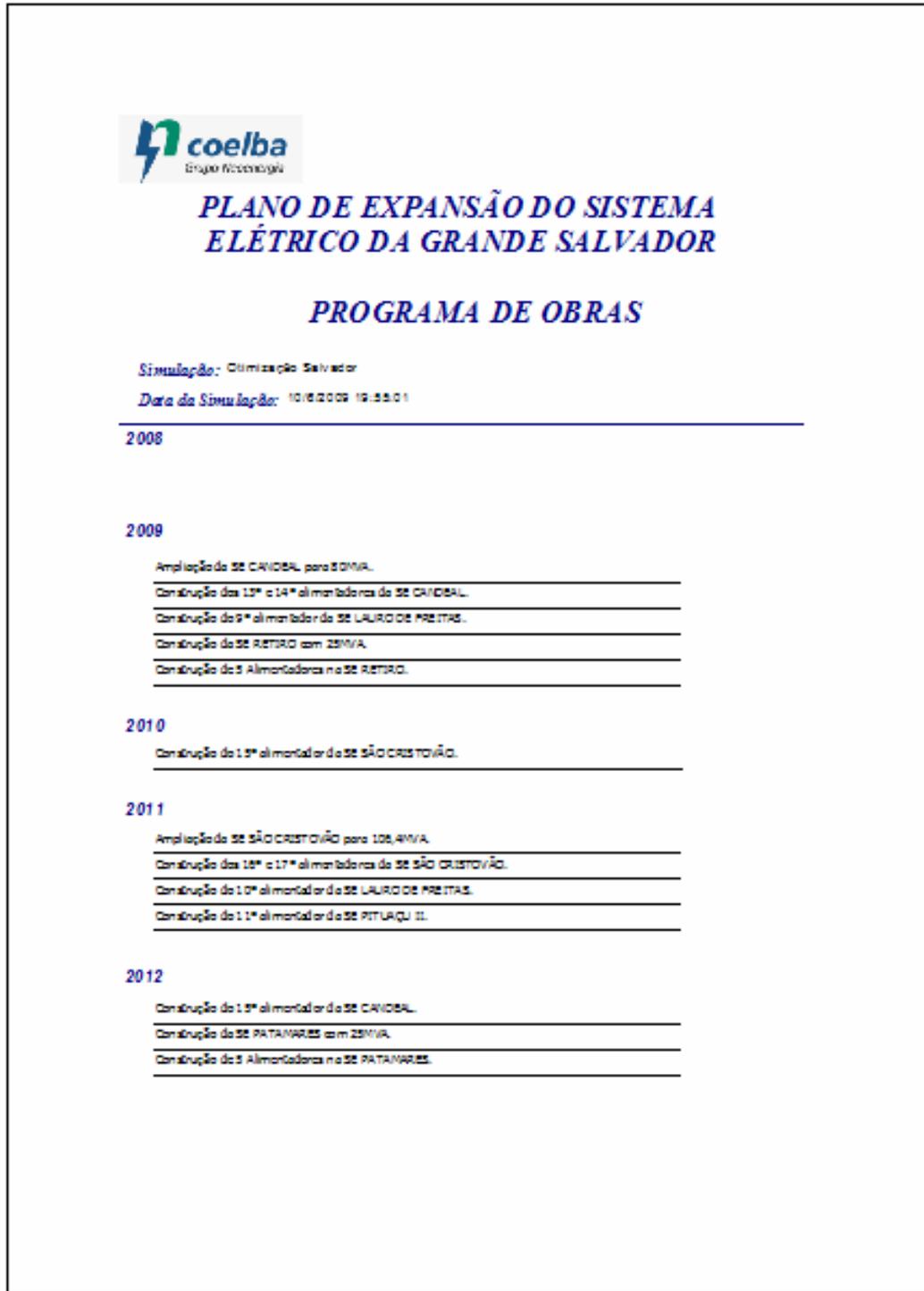


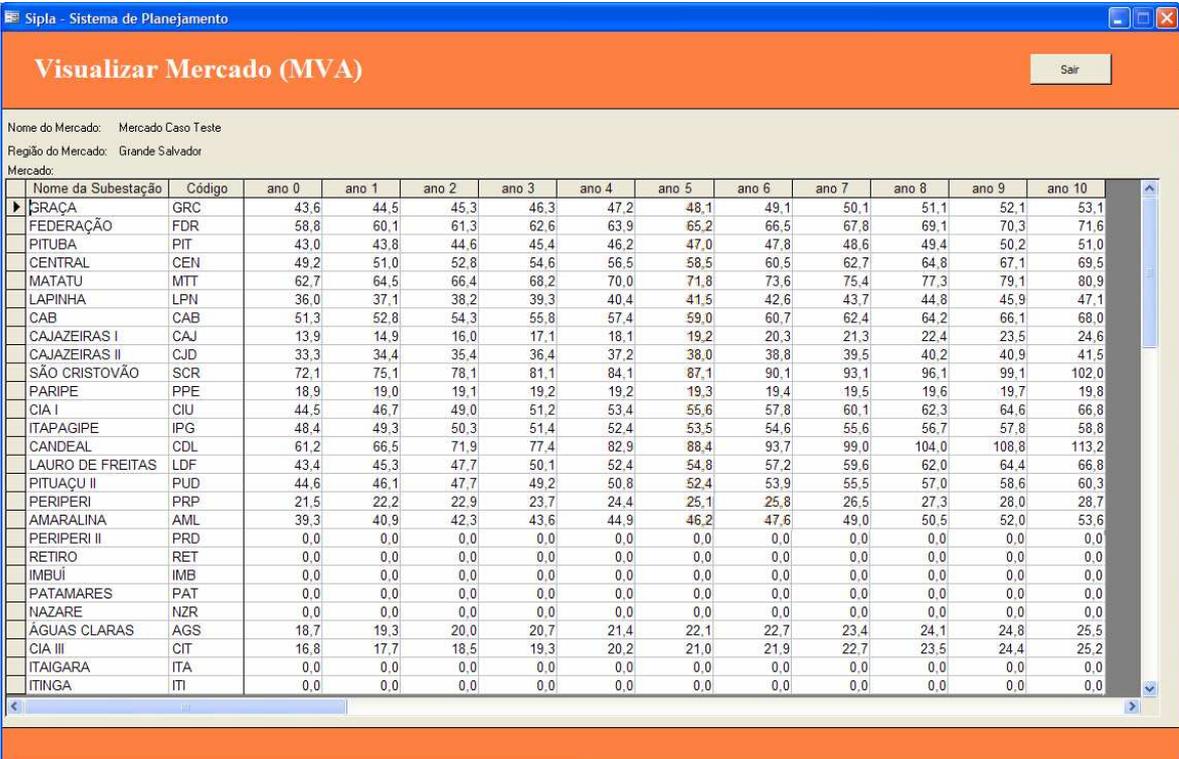
Figura 11 – Relatório Plano de Expansão

5.1 CASOS TESTE

Neste capítulo, serão apresentados e comparados os resultados obtidos através de simulações empregando a metodologia utilizada pela Coelba e a metodologia proposta neste trabalho.

Foi escolhida a Região Metropolitana de Salvador, como objeto deste estudo, por possuir um sistema de grande porte, com subestações interligadas entre si. A área contemplada possui 20 subestações e 177 alimentadores.

O mercado a ser analisado nas duas situações, para o horizonte de dez anos, pode ser visto na figura 12.



Nome do Mercado: Mercado Caso Teste
 Região do Mercado: Grande Salvador
 Mercado:

Nome da Subestação	Código	ano 0	ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5	ano 6	ano 7	ano 8	ano 9	ano 10
BRAGA	GRC	43,6	44,5	45,3	46,3	47,2	48,1	49,1	50,1	51,1	52,1	53,1
FEDERAÇÃO	FDR	58,8	60,1	61,3	62,6	63,9	65,2	66,5	67,8	69,1	70,3	71,6
PITUBA	PIT	43,0	43,8	44,6	45,4	46,2	47,0	47,8	48,6	49,4	50,2	51,0
CENTRAL	CEN	49,2	51,0	52,8	54,6	56,5	58,5	60,5	62,7	64,8	67,1	69,5
MATATU	MTT	62,7	64,5	66,4	68,2	70,0	71,8	73,6	75,4	77,3	79,1	80,9
LAPINHA	LPN	36,0	37,1	38,2	39,3	40,4	41,5	42,6	43,7	44,8	45,9	47,1
CAB	CAB	51,3	52,8	54,3	55,8	57,4	59,0	60,7	62,4	64,2	66,1	68,0
CAJAZEIRAS I	CAJ	13,9	14,9	16,0	17,1	18,1	19,2	20,3	21,3	22,4	23,5	24,6
CAJAZEIRAS II	CJD	33,3	34,4	35,4	36,4	37,2	38,0	38,8	39,5	40,2	40,9	41,5
SÃO CRISTOVÃO	SCR	72,1	75,1	78,1	81,1	84,1	87,1	90,1	93,1	96,1	99,1	102,0
PARIPE	PPE	18,9	19,0	19,1	19,2	19,2	19,3	19,4	19,5	19,6	19,7	19,8
CIA I	CIU	44,5	46,7	49,0	51,2	53,4	55,6	57,8	60,1	62,3	64,6	66,8
ITAPAGIPE	IPG	48,4	49,3	50,3	51,4	52,4	53,5	54,6	55,6	56,7	57,8	58,8
CANDEAL	CDL	61,2	66,5	71,9	77,4	82,9	88,4	93,7	99,0	104,0	108,8	113,2
LAURO DE FREITAS	LDF	43,4	45,3	47,7	50,1	52,4	54,8	57,2	59,6	62,0	64,4	66,8
PITUAÇU II	PUD	44,6	46,1	47,7	49,2	50,8	52,4	53,9	55,5	57,0	58,6	60,3
PERIPERI	PRP	21,5	22,2	22,9	23,7	24,4	25,1	25,8	26,5	27,3	28,0	28,7
AMARALINA	AML	39,3	40,9	42,3	43,6	44,9	46,2	47,6	49,0	50,5	52,0	53,6
PERIPERI II	PRD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RETIRO	RET	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IMBUÍ	IMB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PATAMARES	PAT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NAZARE	NZR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ÁGUAS CLARAS	AGS	18,7	19,3	20,0	20,7	21,4	22,1	22,7	23,4	24,1	24,8	25,5
CIA III	CIT	16,8	17,7	18,5	19,3	20,2	21,0	21,9	22,7	23,5	24,4	25,2
ITAIGARA	ITA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ITINGA	ITI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Figura 12 – Projeção do mercado (MVA) para dez anos

Os custos utilizados para ampliação de subestações existentes e construção de alimentadores e subestações novas são hipotéticos, porém foram adotados os mesmos custos para cada situação em ambas as simulações.

5.1.1 Caso teste 1

Nesta primeira situação, para analisar o mercado proposto no estudo, aplicou-se a metodologia empregada pela Coelba. Para alcançar os resultados, utilizou-se a simulação manual do programa. Foram necessários 147 minutos para finalizar o processo de indicação de alternativas por parte do planejador.

Nas figuras 13, 14 e 15 é possível visualizar as obras propostas para o período de dez anos.



PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA GRANDE SALVADOR

PROGRAMA DE OBRAS

Simulação: Caso Teste 1

Data da Simulação: 26/7/2009 18:09:18

2009

Ampliação da SE CANDEAL para 80MVA.

Construção dos 13º e 14º alimentadores da SE CANDEAL.

Construção do 9º alimentador da SE LAURO DE FREITAS.

2010

Construção da SE RETIRO com 50MVA.

Construção de 8 Alimentadores na SE RETIRO.

2011

Construção do 15º alimentador da SE SÃO CRISTOVÃO.

Construção do 15º alimentador da SE CANDEAL.

2012

Construção do 16º alimentador da SE CANDEAL.

Construção do 10º alimentador da SE LAURO DE FREITAS.

Construção da SE PATAMARES com 25MVA.

Construção de 5 Alimentadores na SE PATAMARES.

2013

Construção do 9º alimentador da SE AMARALINA.

Construção da SE IMBUÍ com 25MVA.

Construção de 5 Alimentadores na SE IMBUÍ.

Figura 13 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 1 (página 1)



PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA GRANDE SALVADOR

PROGRAMA DE OBRAS

Simulação: Caso Teste 1

Data da Simulação: 26/7/2009 18:09:18

2014

Construção da SE PERIPERI II com 25MVA.

Construção de 4 Alimentadores na SE PERIPERI II.

Construção da SE ITAIGARA com 25MVA.

Construção de 5 Alimentadores na SE ITAIGARA.

2015

Construção do 13º alimentador da SE FEDERAÇÃO.

Construção do 11º alimentador da SE LAURO DE FREITAS.

2016

Construção do 10º alimentador da SE GRAÇA.

Construção da SE ITINGA com 25MVA.

Construção de 5 Alimentadores na SE ITINGA.

2017

Ampliação da SE AMARALINA para 75MVA.

Construção dos 10º e 11º alimentadores da SE AMARALINA.

Construção da SE NAZARE com 25MVA.

Construção de 5 Alimentadores na SE NAZARE.

2018

Construção do 9º alimentador da SE RETIRO.

Figura 14 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 1 (página 2)



PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA GRANDE SALVADOR

PROGRAMA DE OBRAS

Simulação: Caso Teste 1

Data da Simulação: 26/7/2009 18:09:18

Ampliação da SE ITAIGARA para 50MVA.

Construção dos 6º e 7º alimentadores da SE ITAIGARA.

2019

Ampliação da SE ÁGUAS CLARAS para 50MVA.

Construção dos 6º e 7º alimentadores da SE ÁGUAS CLARAS.

Ampliação da SE CIA III para 50MVA.

Construção dos 5º e 6º alimentadores da SE CIA III.

Figura 15 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 1 (página 3)

Os custos dos investimentos para expansão do sistema de distribuição totalizaram R\$ 3.497.633,66 no período estudado, e estão apresentados na figura 16.


Relatório de Custos (R\$)

Simulação: Caso Teste 1
Data da Simulação: 26/7/2009 18:09:18

Subestação	Código	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GRAÇA	GRC	0	0	0	0	0	0	0	940	0	0	0
FEDERAÇÃO	FDR	0	0	0	0	0	0	1.081	0	0	0	0
PITUBA	PIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CENTRAL	CEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATATU	MTT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LAPINHA	LPN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAB	CAB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAJAZEIRAS I	CAJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAJAZEIRAS II	CJD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SÃO CRISTOVÃO	SCR	0	0	1.890	0	0	0	0	0	0	0	0
PARIPE	PPE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CIA I	CIU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ITAPAGIPE	IPG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CANDEAL	CDL	0	0	1.890	1.644	0	0	0	0	0	0	0
LAURO DE FREITAS	LDL	0	0	0	1.644	0	0	1.081	0	0	0	0
PITUAÇU II	PUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PERIPERI	PRP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AMARALINA	AML	0	0	0	0	1.429	0	0	0	17.980	0	0
PERIPERI II	PRD	0	0	0	0	0	527.007	0	0	0	0	0
RETIRO	RET	0	973.913	0	0	0	0	0	0	0	711	0
IMBUI	IMB	0	0	0	0	607.488	0	0	0	0	0	0
PATAMARES	PAT	0	0	0	41.095	0	0	0	0	0	0	0
NAZARE	NZR	0	0	0	0	0	0	0	0	347.333	0	0
ÁGUAS CLARAS	AGS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.595
CIA III	CIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.595
ITAJARA	ITA	0	0	0	0	0	528.250	0	0	0	15.634	0
ITINGA	ITI	0	0	0	0	0	0	0	399.433	0	0	0

domingo, 26 de julho de 2009

Figura 16 – Relatório de Custos: Caso Teste 1

5.1.2 Caso teste 2

Para o caso teste 2, foi realizada uma simulação otimizada, que após aproximadamente 16 minutos, apresentou os resultados com as obras indicadas ano a ano para o horizonte de estudo. Para este estudo, a proposição das obras aconteceu de forma automatizada, utilizando-se a metodologia desenvolvida nesta dissertação. O Relatório Plano de Expansão é apresentado nas figuras 17 e 18.



PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA GRANDE SALVADOR

PROGRAMA DE OBRAS

Simulação: Caso Teste 2

Data da Simulação: 26/7/2009 20:20:53

2009

Ampliação da SE CANDEAL para 80MVA.

Construção dos 13º e 14º alimentadores da SE CANDEAL.

Construção do 9º alimentador da SE LAURO DE FREITAS.

2010

Construção da SE RETIRO com 75MVA.

Construção de 14 Alimentadores na SE RETIRO.

2011

Construção do 15º alimentador da SE SÃO CRISTOVÃO.

2012

Ampliação da SE SÃO CRISTOVÃO para 106,4MVA.

Construção dos 16º e 17º alimentadores da SE SÃO CRISTOVÃO.

Construção do 15º alimentador da SE CANDEAL.

Construção do 10º alimentador da SE LAURO DE FREITAS.

2013

Construção da SE ITAIGARA com 25MVA.

Construção de 5 Alimentadores na SE ITAIGARA.

2014

Ampliação da SE PERIPERI para 50MVA.

Construção dos 5º e 6º alimentadores da SE PERIPERI.

Figura 17 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 2 (página 1)



PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA GRANDE SALVADOR

PROGRAMA DE OBRAS

Simulação: Caso Teste 2

Data da Simulação: 26/7/2009 20:20:53

2015

Construção do 13º alimentador da SE FEDERAÇÃO.

Ampliação da SE CAJAZEIRAS I para 40MVA.

Construção dos 5º e 6º alimentadores da SE CAJAZEIRAS I.

Construção do 11º alimentador da SE LAURO DE FREITAS.

2016

Construção do 10º alimentador da SE GRAÇA.

Construção do 11º alimentador da SE PITUAÇU II.

Ampliação da SE ITAIGARA para 50MVA.

Construção dos 6º e 7º e 8º e 9º alimentadores da SE ITAIGARA.

2017

Construção do 9º alimentador da SE LAPINHA.

Construção do 18º alimentador da SE SÃO CRISTOVÃO.

Ampliação da SE LAURO DE FREITAS para 80MVA.

Construção dos 12º e 13º alimentadores da SE LAURO DE FREITAS.

2018

Construção do 19º alimentador da SE SÃO CRISTOVÃO.

2019

Construção do 14º alimentador da SE FEDERAÇÃO.

Figura 18 – Relatório Plano de Expansão: Caso Teste 2 (página 2)

Na figura 19 podem-se verificar os custos das obras propostas para expansão do sistema, que totalizaram R\$ 1.834.161,47 ao longo dos dez anos.


Relatório de Custos (R\$)

Simulação: Caso Teste 2
Data da Simulação: 26/7/2009 20:20:53

Subestação	Código	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GRAÇA	GRC	0	0	0	0	0	0	0	940	0	0	0
FEDERAÇÃO	FDR	0	0	0	0	0	0	1.081	0	0	0	618
PITUBA	PIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CENTRAL	CEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATATU	MTT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LAPINHA	LPN	0	0	0	0	0	0	0	0	817	0	0
CAB	CAB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAJAZEIRAS I	CAJ	0	0	0	0	0	0	23.778	0	0	0	0
CAJAZEIRAS II	CJD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SÃO CRISTOVÃO	SCR	0	0	1.890	36.163	0	0	0	0	817	711	0
PARIPE	PPE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CIA I	CIU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ITAPAGIPE	IPG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CANDEAL	CDL	0	0	0	1.644	0	0	0	0	0	0	0
LAURO DE FREITAS	LDL	0	0	0	1.644	0	0	1.081	0	17.980	0	0
PITUAÇU II	PUD	0	0	0	0	0	0	0	940	0	0	0
PERIPERI	PRP	0	0	0	0	0	27.345	0	0	0	0	0
AMARALINA	AML	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PERIPERI II	PRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RETIRO	RET	0	1.030.435	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMBUÍ	IMB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PATAMARES	PAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.449
NAZARE	NZR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ÁGUAS CLARAS	AGS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.595
CIA III	CIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.595
ITAIGARA	ITA	0	0	0	0	607.488	0	0	22.556	0	0	13.595
ITINGA	ITI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

domingo, 26 de julho de 2009

Figura 19 – Relatório de Custos: Caso Teste 2

5.1.3 Análise dos resultados

Após análise e comparação dos resultados alcançados nos casos teste 1 e 2, pode-se verificar que há apenas algumas coincidências entre as obras propostas em cada situação.

Tabela 4 – Análise comparativa dos casos teste 1 e 2

Caso Teste	Metodologia	Simulação	Duração	Custo dos Investimentos
1	Coelba	Manual	147 min	R\$ 3.497.633,66
2	Desenvolvida	Otimizada	16 min	R\$ 1.834.161,47

Conforme os dados da tabela 5, observa-se que há diferença nos custos de cada análise, sendo menor em 52% o custo total encontrado para os investimentos indicados no caso teste 2 em relação ao custo total do caso teste 1.

Isso ocorreu, pois o algoritmo utilizado, para o planejamento otimizado, tem a capacidade de analisar mais possibilidades tecnicamente viáveis, comparando-as economicamente, e dessa maneira, chegando a uma solução ótima.

Outro fator importante a ser considerado na confrontação das situações analisadas foi o tempo demandado pelo planejador para cada simulação. A utilização de modelagem matemática, através de uma ferramenta computacional, permite mais agilidade na proposição das alternativas, como pode ser observado na simulação do caso teste 2.

A utilização de programação matemática para o planejamento da expansão do sistema de distribuição permite a verificação do maior número possível de alternativas, liberando mais tempo para o planejador refletir sobre as mesmas. Além de possibilitar que a concessionária invista em obras com menores custos e atenda todo o mercado previsto.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma ferramenta automatizada que permitisse ao planejador a escolha da melhor opção de investimento, sob o ponto de vista técnico-econômico, para expansão do sistema elétrico de distribuição.

Muitas técnicas para tomada de decisão têm sido aplicadas ao planejamento de sistemas elétricos de distribuição, destacando-se programação linear e inteira-mista, programação a múltiplos objetivos e técnicas de inteligência artificial, a exemplo de algoritmos genéticos.

Verificou-se que o problema do planejamento das redes de distribuição urbanas concentra-se na definição da ampliação das subestações existentes, do número de alimentadores e na construção e dimensionamento de novas subestações.

Visando manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de energia elétrica, através da redução dos significativos valores envolvidos na expansão do sistema de distribuição, o planejador deve avaliar as possíveis alternativas, indicando as melhores obras e considerando os custos dos investimentos e a qualidade do serviço prestado.

Na busca de uma solução ótima, o planejador deve utilizar ferramentas computacionais que o auxiliem na indicação das melhores alternativas.

A Coelba utiliza atualmente planilhas em programa Excel, sem otimização associada, cabendo ao planejador propor as soluções para atender o mercado previsto, o que demanda muito tempo.

Dessa maneira, este trabalho alcançou o objetivo proposto, ao desenvolver uma metodologia simples e correspondente ferramenta computacional, mas que considerou os critérios de planejamento estabelecidos pela Coelba e resolveu o problema da solução ótima para a expansão das subestações.

Uma vez determinadas as premissas para o modelo de otimização proposto, decidiu-se pelo emprego da técnica de busca em profundidade.

Uma dificuldade encontrada em relação ao método de busca em profundidade é que o tempo de processamento pode aumentar quanto maior for a quantidade de subestações a serem analisadas. Porém, esta é uma questão que pode ser contornada em versões posteriores. Já está sendo estudada a otimização utilizando algoritmos genéticos, buscando reduzir o tempo de processamento.

Para verificar a potencialidade da ferramenta desenvolvida foram simuladas duas situações, baseado numa rede de distribuição existente, empregando a metodologia utilizada pela Coelba e a metodologia proposta nesta dissertação.

O algoritmo desenvolvido neste trabalho mostrou-se bastante rápido na proposição de solução ótima para o planejamento do sistema, quando comparado à metodologia utilizada pela empresa, além de apresentar um custo total menor de investimentos.

Ainda sobre os casos simulados neste trabalho, a metodologia mostra que é uma ferramenta útil para o planejamento da expansão do sistema de distribuição. Porém, não indica a localização das subestações novas. É interessante que, a ferramenta seja aprimorada nesse sentido, sendo capaz de sugerir prováveis locais para instalação de subestações novas. Poder-se-á ser desenvolvido um visualizador com a configuração espacial das subestações, de forma a facilitar ao planejador a visualização destes locais.

O desenvolvimento da nova metodologia proporcionou um grande avanço devido à incorporação de técnicas de otimização. O processo feito de maneira automatizada permitiu agilidade na disponibilização de informações para tomada de decisão, além de possibilitar a verificação do maior número possível de alternativas.

É importante ressaltar que a ferramenta desenvolvida serve apenas como suporte no processo de planejamento, não substituindo a análise por parte do planejador.

Algumas questões foram amadurecidas durante o desenvolvimento da metodologia, aperfeiçoando-se o modelo, no limite das restrições de dados disponíveis para o planejador, visando sempre à escolha da melhor solução, minimizando o trabalho do planejador.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório ANEEL 10 anos**. Brasília, 2008.
- AOKI, K. et al. New approximate method for distribution system planning. **IEEE Transactions PAS**, Feb. 1990.
- BLANCHARD, M. et al. Experience with optimization software for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, nov. 1996.
- BURANI, G. F. **Aplicação de técnicas de transporte no planejamento da distribuição de energia elétrica**. 1985. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1985.
- CHANDRASHEKARA, A. et al. A neuro-expert system for planning and load forecasting of distribution systems. **Electrical Power & Energy Systems**, 1999.
- CRAWFORD, D.M.; HOLT, S.B. A mathematical optimization technique for location and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, apr. 1975.
- FAWZI, T.H. et al. A new planning model for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, sep. 1983.
- FEI, S. P. **Proposição automática de reforços em redes de distribuição de energia elétrica utilizando programação linear e algoritmo genético**. 2006. Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- GONEN, T. et al. Distribution system planning using mixed-integer programming. **IEE Proc.**, mar. 1981.
- GÖNEN, T.; FOOTE, B.LJ. Mathematical dynamic optimization model for electric system planning. **Electrical Power & Energy Systems**, apr. 1982.
- GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I.J. Optimal multi-stage planning of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, apr. 1987.
- GOSWAMI, S.K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. may 1997.
- JONNAVITHULA, S.; BILLINTON, R. Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, oct. 1996.

KAGAN, N. **Configuração de redes de distribuição através de algoritmos genéticos e tomada de decisão fuzzy**. 1999. Tese (Livre Docência). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

KAGAN, N. **Electrical power distribution systems planning using multiobjective and fuzzy mathematical programming**. 1992. Tese (Pós-Doutorado). Queen Mary & Westfield College, University of London, London, 1992.

MASUD, E. An interactive procedure for sizing and timing distribution substation using optimization techniques. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, sep. 1974.

NARA, K. et al. Distribution systems expansion planning by multistage branch exchange. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, feb. 1992.

NARA, K. et al. Multi-year expansion planning for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, aug. 1991.

NORTHCOTE-GREEN, J.E.D. et al. Longe range distribution planning: a unified approach. **IEEE**, 1979.

PONNAVAIKO, M. et al. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE**, 1987.

SHELTON, S.E.; MAHMOUD, A.A. A direct optimization approach to distribution substation expansion. **IEEE**, 1978.

SUN, D.I. et al. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, mar. 1982.

TANG, Y. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, feb. 1996.

THOMPSON, G. L. et al. An optimization model for planning radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, may 1979.

YEH, E.C. et al. Improved distribution system planning using computational evolution. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, may 1996.

YOUSSEF, H.K.; HACKAM, R. Dynamic solution of distribution planning in intermediate time range. **IEEE**, 1988.

VALENTE, A.L.C.; ARAÚJO, R.J.P.; MARTINS, V. L. Sistema de planejamento de áreas urbanas - SIPLA. ENCONTRO AFRO-BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO E EXPLORAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA. 1., 1991. **Anais...** 1991.

WILLIS, H. Lee. **Power distribution planning reference book**. 2 nd. North Carolina: Marcel Dekker, 2004.