

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ALGORITMO HEURÍSTICO ESPECIALIZADO APLICADO
AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

MARCELO HENRIQUE MANZKE BRANDT

FOZ DO IGUAÇU

2016

Marcelo Henrique Manzke Brandt

Algoritmo Heurístico Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha

Foz do Iguaçu
2016

Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UNIOESTE

B821 Brandt, Marcelo Henrique Manzke

Algoritmo heurístico especializado aplicado ao planejamento da
expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica / Marcelo
Henrique Manzke Brandt-- Foz do Iguaçu, 2016.

71 p. tab. : gráf.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Sistemas de energia elétrica – Planejamento. 3. Algoritmos. I. Título.

CDU 621.311
004.81

Algoritmo Heurístico Especializado Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Marcelo Henrique Manzke Brandt

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 27/06/2016.

Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha** – (Orientador)
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dra. **Elizete de Andrade Amorim**
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Hugo Andrés Ruiz Flórez**
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Resumo

Neste presente trabalho é apresentado o desenvolvimento de um algoritmo heurístico especializado para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. Este novo algoritmo heurístico possui a característica construtiva, pois a cada iteração vai à busca de uma nova solução para o problema. O algoritmo que é apresentado neste trabalho não utiliza uma função objetivo com as suas restrições para resolver o problema de otimização e sim utiliza parâmetros estabelecidos com os dados de barra e de linha do sistema para encontrar a nova solução. Outro diferencial desse algoritmo é a técnica utilizada para encontrar a topologia final, o algoritmo heurístico especializado utiliza uma técnica destrutiva, ou seja, pressupõe-se que as linhas candidatas à adição no sistema estejam construídas e em cada iteração é proposta a retirada de uma destas linhas do sistema. Para a escolha da linha a ser retirada, o algoritmo utiliza uma sub-rotina de cálculo de fluxo de potência, pelo método *Newton Raphson*, e os resultados obtidos são utilizados para compor os indicadores de sensibilidade. Com os indicadores estabelecidos é feita a verificação de violação de atendimento de demanda, caso não haja nenhuma violação a linha é retirada do sistema e procede-se para a próxima iteração. Esse processo é executado até se encontrar uma topologia final radial para o problema com o compromisso de encontrar uma solução de boa qualidade. Foram realizados testes computacionais considerando sistemas testes conhecidos através da literatura especializada e os resultados mostram que o algoritmo é robusto e rápido para a determinação da topologia final da rede.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Planejamento de Sistemas de Potência, Algoritmo Heurístico

Abstract

In this Master`s Dissertation is presented the development of a specialized heuristic algorithm for planning the expansion of distribution systems. This new heuristic algorithm has the constructive character, because in each iteration goes to search for a new solution to the problem. The algorithm used in this work does not use an objective function with the system bus data and system line data to find a new solution. Another advantage of this algorithm is the technique used to find the final topology, the specialized heuristic algorithm uses destructive technique for finding the final topology, on which, for each iteration, one line that is present in the current system configuration, is removed. To select the line to be removed, the algorithm used a subroutine of a power flow calculation by the Newton Raphson method, and the results obtained are used to compose the sensitivity indicators. Which the established indicators, the algorithm checks violation load service, and if there is no violation, the line is removed from the system and proceeds to the next iteration . This process is performed to find a final topology for the problem with the commitment to find a good solution. The algorithm was used to solve the problem considering testing system known in the specialized literature and the results which were obtained show that the algorithm is robust and fast to determine the final topology for the system.

Keywords: Distribution Systems, Power System Planning, Heuristic Algorithm.

Dedico este trabalho a meus familiares e amigos.

Agradecimentos

Aqui vão meus agradecimentos a todos que contribuíram de alguma maneira para que este trabalho pudesse ter chegado ao fim.

Agradeço ao meu pai Valnir Alberto Brandt, minha mãe Rosane Manzke Brandt e meu irmão Marcos Vinícius Manzke Brandt pelo apoio incondicional e todos os incentivos para que eu chegasse a esse objetivo.

Gostaria de agradecer especialmente e imensamente a minha namorada e companheira, Larissa Schmoeller que sem seu apoio, esforço e dedicação nada disso seria possível. Cada evento que passamos juntos só fez aumentar a certeza da grande mulher que tenho ao meu lado.

Agradeço também ao meu orientador Dr. Carlos Roberto Mendonça da Rocha, pela paciência e auxílio no decorrer do trabalho.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Por fim, agradeço aos meus professores e amigos que fazem ou fizeram parte do PGEEC, pelo companheirismo e apoio.

Sumário

Resumo	v
Abstract	vi
Agradecimentos	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Siglas e Símbolos	xvii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 O Problema	3
1.2 Objetivo.....	5
1.2.1 Objetivo Geral.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 Estrutura do Trabalho	5
Capítulo 2 Algoritmos Heurísticos Construtivos	7
2.1 Revisão Bibliográfica.....	8
2.2 Algoritmos Heurísticos Construtivos.....	10
2.3 Considerações Finais do Capítulo.....	12
Capítulo 3 Método de <i>Newton Raphson</i>	13
3.1 Revisão Bibliográfica.....	13
3.2 Fluxo de Potência.....	15
3.3 Solução das Equações Não Lineares.....	19
3.4 Método de <i>Newton-Raphson</i>	20
3.4.1 Matriz Jacobiana	22
3.4.2 Algoritmo base para o Método de <i>Newton-Raphson</i>	24
3.5 Considerações Finais do Capítulo.....	24

Capítulo 4	Algoritmo Heurístico Especializado	27
4.1	Algoritmo Heurístico Especializado.....	27
4.1.1	Indicador de Sensibilidade.....	29
4.1.2	Fluxograma	30
4.2	Exemplo de Aplicação do AHE	32
4.3	Considerações Finais do Capítulo	40
Capítulo 5	Testes e Resultados	43
5.1	Sistema de 23 Barras	43
5.1.1	Resultado Para o Sistema de 23 Barras	46
5.1.2	Análise dos Resultados do Sistema de 23 Barras	51
5.2	Sistema de 32 Barras	53
5.2.1	Resultado Para o Sistema de 32 Barras	55
5.2.2	Análise dos Resultados para o Sistema de 32 Barras	59
5.3	Considerações Finais do Capítulo	60
Capítulo 6	Conclusões e Trabalhos Futuros	63
	Referências Bibliográficas	65
Apêndice A	Publicação do Trabalho	71

Lista de Figuras

Figura 1.1: Estrutura Básica da Dissertação	6
Figura 2.1: Código genérico para os AHC.....	11
Figura 4.1: Fluxograma para o AHE.....	31
Figura 4.2: Linhas Candidatas a Adição.	33
Figura 4.3: Todas as Linhas Adicionadas.	34
Figura 4.4: Indicadores de Sensibilidade para a 1ª iteração.....	34
Figura 4.5: Configuração após a 1ª Iteração com os Novos Valores dos I.S.....	35
Figura 4.6: Configuração após a 2ª Iteração com os Novos Valores dos I.S.....	36
Figura 4.7: Configuração após a 3ª Iteração com os Novos Valores dos I.S.....	37
Figura 4.8: Configuração após a 4ª Iteração com os Novos Valores dos I.S.....	38
Figura 4.9: Configuração após a 5ª Iteração com os Novos Valores dos I.S.....	38
Figura 4.10: Configuração Final para o Sistema de 9 Barras Usando o AHE.	40
Figura 5.1: Sistema de 23 Barras – Opções de Linhas Candidatas.....	44
Figura 5.2: Sistema de 23 Barras – Topologia Final.....	51
Figura 5.3: Gráfico de Investimento do Sistema de 23 Barras.	53
Figura 5.4: Sistema de 32 Barras – Opções de Linhas Candidatas.....	54
Figura 5.5: Sistema de 32 Barras – Topologia Final.....	59
Figura 5.6: Gráfico de Investimento do Sistema de 32 Barras.	60

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Dados dos Barramentos do Sistema de 9 Barras.....	32
Tabela 4.2: Dados das Linhas do Sistema de 9 Barras	33
Tabela 4.3: Conjuntos para a 1ª Iteração.....	35
Tabela 4.4: Conjuntos para a 2ª Iteração.....	36
Tabela 4.5: Conjuntos para a 3ª Iteração.....	36
Tabela 4.6: Conjuntos para a 4ª Iteração.....	37
Tabela 4.7: Conjuntos para a 5ª Iteração.....	38
Tabela 4.8: Conjuntos para a 6ª Iteração.....	39
Tabela 4.9: Conjuntos Finais do Sistema de 9 Barras.....	39
Tabela 5.1: Dados do Tipo de Condutor Disponível.....	44
Tabela 5.2: Dados dos Barramentos do Sistema de 23 Barras.....	45
Tabela 5.3: Dados das Linhas do Sistema de 23 Barras.	45
Tabela 5.4: Resultado do Processo Iterativo – Sistema 23 Barras.	46
Tabela 5.5: Comparação com Resultados de Outros Algoritmos.	52
Tabela 5.6: Dados dos Barramentos do Sistema de 32 Barras.....	54
Tabela 5.7: Dados das Linhas do Sistema de 32 Barras.	55
Tabela 5.8: Resultado do Processo Iterativo – Sistema 32 Barras.	56

Lista de Siglas e Símbolos

ASC	<i>Advanced Series Compensator</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
AHE	Algoritmo Heurístico Especializado
AHCs	Algoritmos Heurísticos Construtivos
BFS	<i>Backward Forward Sweep</i>
BB	<i>Branch and Bound</i>
C.A.	Corrente Alternada
C.C	Corrente Contínua
FP	Fluxo de Potência
GS	<i>Gauss-Seidel</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GD	Geração Distribuída
I.S.	Indicador de Sensibilidade
IEE	Indústria de Energia Elétrica
NR	<i>Newton-Raphson</i>
PESDEE	Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
PESEE	Planejamento da Expansão dos Sistemas de Energia Elétrica
PL	Programação Linear
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
Pu	Por unidade
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
V_k	Magnitude da tensão na barra k
θ_k	Ângulo da tensão na barra k

P_k	Potência ativa líquida calculada na barra k
Q_k	Potência reativa líquida calculada na barra k
k	Número da barra na rede
Ω_k	Conjunto das barras vizinhas da barra k
V_k, V_m	Magnitude das tensões das barras do ramo $k-m$
θ_k, θ_m	Ângulo das tensões das barras do ramo $k-m$
P_{km}	Fluxo de potência ativa no ramo $k-m$
Q_{km}	Fluxo de potência reativa no ramo $k-m$
Q_k^{sh}	Componente da injeção de potência reativa devido ao elemento shunt da barra k
S_k	Potência aparente na barra k
θ_{km}	Diferença angular entre a barra k e a barra m
Y_{km}	Matriz de admitância do sistema
P_k^{esp}	Potência ativa especificada na barra k
Q_k^{esp}	Potência reativa especificada na barra k
$g^i(V, \theta)$	Vetor das variáveis V e θ
ξ	Critério de parada
$g(x^i)$	Matriz dos <i>mismatches</i> de potência na iteração i
$J(x^i)$	Matriz das derivadas das potências ativas e reativas com relação aos ângulos e as tensões na iteração i
Δx^i	Matriz das variações de tensão e ângulo
IS_n	Indicador de sensibilidade para a linha candidata n
$Flup_n$	Valor do fluxo de potência ativa para a linha n
IS_e	Indicador de sensibilidade para a linha escolhida
S_D	Potência a ser suprida no barramento
S^0	Potência a ser injetada no barramento (capacidade de fornecimento)

Capítulo 1

Introdução

Para comentar sobre o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Energia Elétrica (PESEE) é importante mencionar que a Indústria de Energia Elétrica (IEE) tem tido uma grande evolução ao longo das últimas décadas. Inicialmente, a IEE era composta por geradores de baixa potência e linhas com pouca capacidade que serviam uma área limitada, fornecendo energia elétrica. Comparando com este tempo passado, hoje ela possui geradores e linhas com maiores capacidades, compondo uma rede altamente interconectada servindo um grande número de países, ou até mesmo continentes. Assim, o Sistema de Energia Elétrica (SEE) se transformou em um dos maiores sistemas, em escala e complexidade, sendo composto por inúmeros elementos, operando em níveis de tensão e faixas de potências pré-estabelecidas (Seifi & Sepasian, 2011).

A IEE produz a energia elétrica, cabendo ao SEE o papel de instrumento viabilizador (Mendonça, 2014). O produto estabelecido pela IEE é uma necessidade da sociedade. Os processos produtivos industriais necessitam da oferta de energia elétrica, pois na maioria dos casos, ela funciona como um meio para a transformação da matéria prima em produtos manufaturados. O setor do comércio necessita da energia elétrica, seja para atividades essenciais relacionadas com refrigeração, com estruturas para faturamento, iluminação, entre outras, ou seja, para atividades que proporcionam conforto e qualidade de atendimento para o cliente. A iluminação pública é requisito fundamental para manter a ordem e segurança de uma cidade. O cidadão comum também precisa da energia elétrica. Isto pode ser observado quando as pessoas buscam por mais conforto em suas residências em dias de calor e de frio, utilizando aparelhos elétricos que proporcionam este conforto. Ainda neste contexto, existem aparelhos elétricos que desempenham atividades essenciais para a conservação de alimentos de uma família. Assim, para o desenvolvimento e manutenção de uma sociedade, a energia elétrica se tornou uma necessidade básica.

A palavra “operação” quando associada a um SEE está relacionada com a execução deste sistema em situação atual. Para situações futuras, os especialistas de SEE usam o termo “planejamento” para denotar as ações necessárias para sua “operação” no futuro. Assim, as experiências passadas são sempre utilizadas para a operação eficiente do SEE e para o seu planejamento (Seifi & Sepasian, 2011).

Sobre planejamento, e de uma forma geral, pode ser definido como um processo contínuo e dinâmico, sendo constituído por um conjunto de ações intencionais, integradas, coordenadas e orientadas para tornar realidade um objetivo futuro, possibilitando a tomada de decisões antecipadamente, considerando aspectos como o prazo, custos, qualidade, segurança e outras condicionantes (Sampaio, 2008).

Em (Henderson, 2014) o autor comenta que as interrupções de fornecimento de energia podem estar relacionadas com desastres ambientais ou com problemas decorrentes de falhas de projeto, operações incorretas de equipamentos, ou seja, com erros de tomada de decisão oriundos do processo de planejamento. Ainda segundo o autor, a eletricidade é a alma de qualquer sociedade e considerando entre o pior, a melhor das hipóteses, a perda generalizada de eletricidade interrompe a economia e perturba a rotina diária das pessoas e no pior dos casos, esta perda pode resultar na perda de vidas e agravar as consequências das catástrofes naturais.

Para poder propiciar os benefícios da energia elétrica para a sociedade, levando em consideração aspectos relacionados a intempéries e buscando sempre evitar interrupções no fornecimento de energia elétrica, são necessários investimentos em pesquisa na área de planejamento de SEE, desde a geração até o consumidor final (Lameda, 2010).

O processo de planejamento de SEE é extremamente complexo e para sua solução é necessário que sejam feitas simplificações. Como metodologia para a execução deste processo, a atividade de planejamento costuma ser dividida entre os seus principais agentes: Planejamento de Sistemas de Geração, de Transmissão e de Distribuição. Segundo Haffner (2000), este processo assume importância ainda maior, em função de conciliar interesses comerciais dos diversos agentes envolvidos.

De acordo com Cossi (2008), cabe às empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica o Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (PESDEE) para o fornecimento de energia elétrica aos seus clientes de forma confiável, entregando esta energia pelo maior tempo possível ao consumidor, e com qualidade, evitando a oscilação da frequência ou de outros parâmetros elétricos. E ainda Queiroz (2010) comenta que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem o dever de fiscalização podendo aplicar multas às companhias que desrespeitam as normas ou padrões para a atividade de distribuição de energia elétrica.

Em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) a construção de um novo sistema de energia elétrica, ou a ampliação de um sistema existente, requer um investimento elevado em equipamentos elétricos. Segundo Barreto (2007) os investimentos podem compreender a troca de transformador de distribuição, a instalação de novas subestações e novas linhas de distribuição, a instalação de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Há a necessidade de sempre buscar investir bem os recursos, e neste sentido Willis (2004), afirma que os custos devem ser avaliados de forma bem criteriosa, assim como os benefícios que serão atendidos pelo investimento, uma vez que serão estes quem nortearão os investimentos mencionados. Ainda segundo Willis (2004), estes benefícios estão relacionados com a

postergação de investimentos, com a adequação dos perfis de tensão, com a redução das perdas elétricas, com o aumento de atendimento ao mercado com confiabilidade.

De acordo com segundo Barreto (2007), não existe um modelo capaz de representar com precisão todas as questões envolvidas na definição de quais investimentos devem ser feitos para que a rede planejada atenda aos requisitos mínimos de qualidade do fornecimento com a melhor relação custo/benefício. De uma forma geral, o problema tem sido largamente simplificado, baseando na experiência dos funcionários da empresa em lidar com o problema. Neste sentido, em (Khator & Leung, 1997) é proposta uma classificação para os algoritmos de solução de PESDEE em função da representação destas questões envolvidas com o investimento.

O foco deste trabalho está relacionado com o PESDEE e ao longo do tempo, vários algoritmos computacionais foram propostos na literatura especializada para a solução do PESDEE, com técnicas de solução que vão desde as Heurísticas, até as de Otimização Clássica. O resultado que se persegue é sempre a busca pelas melhores configurações para o SDEE, considerando o esforço computacional disponível para o processo de busca.

Segundo Oliveira (2010), a maioria dos algoritmos para resolver o PESDEE leva em consideração principalmente à construção de subestações e linhas de distribuição, com alguns dando maior importância à obtenção de resultados em relação ao tamanho e a localização ótima de subestações, outros se concentrando no desenvolvimento de modelos para resolver o problema de localização e capacidade ótima de novas linhas de distribuição a serem construídas no sistema e outros se dedicam ainda ao planejamento em conjunto de subestações e linhas de distribuição.

1.1 O Problema

Em problemas relacionados com o PESDEE há a incorporação de inúmeras partes do sistema e sua complexidade impede de se trabalhar com todas as partes agrupadas, como apresentado em Barreto (2007). Por isso existe a necessidade de se separar em quatro grandes grupos de estudos, divididos por suas características funcionais em Sistemas de Geração, de Transmissão, de Distribuição e de Comercialização, com cada sistema trabalhando um plano de expansão de forma isolada para a obtenção de melhores para o PESEE.

Os centros de geração no Brasil normalmente se concentram longe dos pontos de maior demanda então é necessário transportar toda a energia gerada, para os grandes centros de consumos. O caminho percorrido pela energia começa então no primeiro grande grupo, os Sistemas de Geração, que produzem toda a energia que será consumida, mas antes de ser consumida é necessário passar pelo segundo grupo, os Sistemas de Transmissão, que fazem a ligação entre o local que é gerada a energia até chegar às subestações onde são distribuídas para os consumidores, pelo terceiro grupo, o Sistema de Distribuição. Toda essa energia é controlada e monitorada principalmente pela ANEEL, cuidando inclusive de sua comercialização, entrando aí o último grande grupo.

Assim, a presente pesquisa foi delimitada dentro dos sistemas de distribuição. Mais precisamente o problema do PESDEE, para tentar encontrar a melhor capacidade e da localização de novos equipamentos de instalações das redes aéreas de média tensão dos sistemas de distribuição, levando em consideração a capacidade e a distribuição dos circuitos de interconexões entre as barras do sistema.

Dessa forma, o PESDEE busca a solução das demandas conforme as restrições operacionais (leis físicas) e restrições econômicas. Conforme pode ser visto em (Khator & Leung, 1997), o modelo de otimização empregada para solucionar estes problemas, podem ser divididos em quatro subcategorias: (I) Modelos para Alimentadores Individuais, (II) Modelos para um Sistema de Alimentadores, (III) Modelos Duas Fases e (IV) Modelos Subestação-Alimentadores.

Portanto, quanto mais exato for o modelo aplicado, mais difícil será a solução do modelo. Por isso, existem simplificações e boas aproximações para os modelos matemáticos empregados no PESDEE para solucionar o problema, usando Programação Linear (PL), ou então para sistemas que necessitam um maior esforço computacional, utiliza-se Programação Não Linear (PNL) ou a Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM).

Assim, na literatura, existem trabalhos que tentam aprimorar as técnicas matemáticas para solucionar o PESDEE. Dentre estes trabalhos, o trabalho apresentado por (Rocha & Mendonça, 2013), não utiliza a modelagem matemática para solucionar o problema de PESDEE. A solução é obtida através de sub-rotinas de fluxo CA, guiada por indicadores de sensibilidade.

Da mesma forma do trabalho citado anteriormente, o trabalho de (Mendonça, 2014) apresenta uma revisão sobre a aplicação de algoritmos heurísticos construtivos no PESDEE e foram propostos distintos indicadores de sensibilidade para serem utilizados com um algoritmo heurístico construtivo sem considerar a representação do problema por modelagem matemática, e considerando uma sub-rotina para o cálculo de fluxo de carga como um auxílio no processo de tomada de decisão. Para validação do algoritmo, sistemas testes com características diferentes foram utilizados. As diferenças estavam baseadas no número de circuitos candidatos por nó do sistema e na forma da distribuição dos pontos de demandas do sistema. Verificou-se que o desempenho do algoritmo para os sistemas testes foram satisfatórios, mas não foram iguais em termos da qualidade da configuração.

Neste contexto, a proposta deste trabalho é explorar mais a literatura especializada e adaptar ou propor novas estratégias para tornar mais genérico o desempenho, em termos de qualidade da configuração, destes tipos de algoritmos.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é estabelecer e implementar um novo algoritmo heurístico construtivo para resolver o problema de localização e capacidade ótima de linhas de distribuição aéreas de média tensão. A proposta para solucionar o problema de otimização foi a de não utilizar a modelagem matemática para a representação do problema e sim utilizar parâmetros, para a aplicação de uma sub-rotina para o cálculo de fluxo de potência, aproveitando seus resultados para o processo de tomada de decisão.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo principal do trabalho, foi necessário concluir as seguintes etapas:

- Desenvolvimento de um Algoritmo Heurístico Construtivo para solucionar o problema de PESDEE;
- Estudo para utilização do método *Newton-Raphson* na solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição;
- Estabelecer um critério de seleção para o indicador de sensibilidade;
- Implementação computacional do algoritmo proposto;
- Testes computacionais com o algoritmo;
- Avaliar e comparar o desempenho do algoritmo com trabalhos presentes na literatura especializada.

1.3 Estrutura do Trabalho

Ao todo, esse trabalho foi dividido em seis capítulos. No Capítulo 1 foi apresentada uma introdução ao assunto abordado, algumas contextualizações e informações sobre o estudo da área de planejamento dos sistemas elétricos e foi delimitado o problema a ser estudado, com a proposição do seu objetivo principal e dos seus objetivos específicos.

Para maiores informações sobre a utilização dos Algoritmos Heurísticos Construtivos, é apresentado no Capítulo 2 uma breve revisão bibliográfica sobre o assunto, e as principais características e formas de se implementar esse tipo de algoritmo.

No Capítulo 3 é apresentado o método utilizado para resolver o fluxo de potência, o método de *Newton-Raphson*, empregado para a programação da sub-rotina.

No próximo capítulo é apresentado o Algoritmo Heurístico Especializado, levando em consideração os assuntos abordados nos dois capítulos anteriores, mostrando a forma que o algoritmo trabalha para encontrar a solução para o PESDEE.

Foram realizados testes computacionais com o algoritmo apresentado no Capítulo 4, e foram obtidos os resultados para dois sistemas testes implementados. Assim, no Capítulo 5 são apresentados os sistemas testes implementados, os resultados que foram obtidos com a simulação e a análise sobre os resultados.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas através das análises realizadas, deixando ainda um espaço destinado para as sugestões de trabalhos futuros.

A Figura 1.1, apresentada a seguir, representa um esquema que mostra a relação entre os capítulos, estabelecendo a estrutura básica para a dissertação.

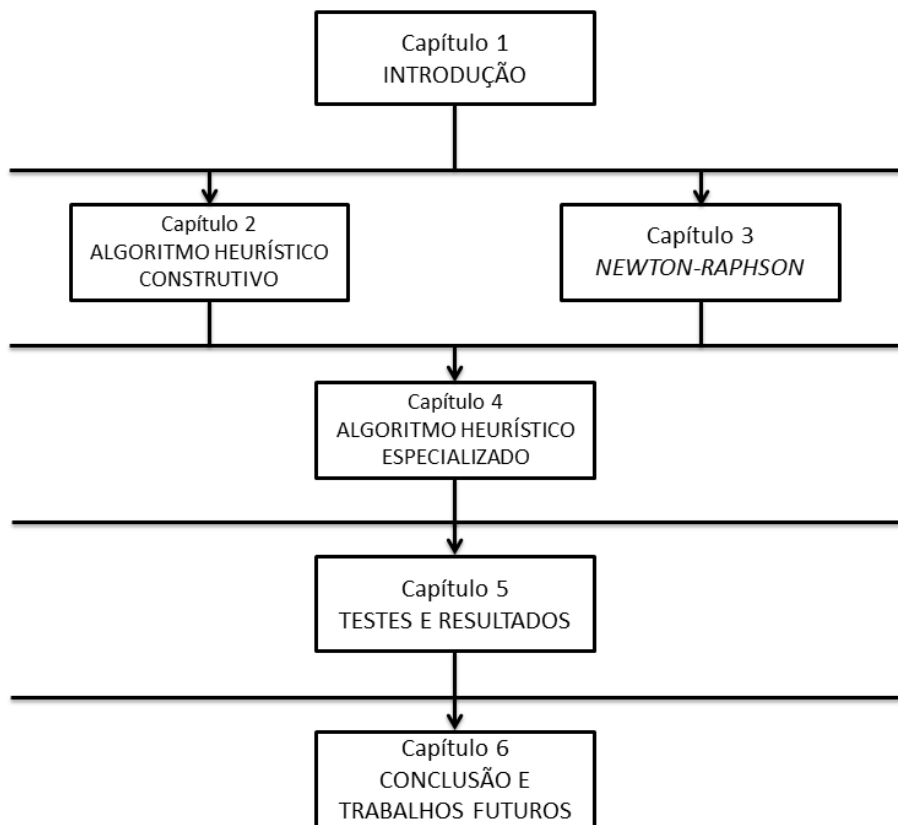


Figura 1.1: Estrutura Básica da Dissertação

Capítulo 2

Algoritmos Heurísticos Construtivos

Um algoritmo é um conjunto finito de instruções definidas para a realização de alguma ação computacional. Normalmente um algoritmo recebe como entrada um conjunto de valores e produz na sua saída outro conjunto de valores, ou seja, descreve sequencialmente passos computacionais para transformar a entrada em uma saída.

As heurísticas também são algoritmos, porém eles são aplicados quando o problema é muito complexo para ser resolvida explicitamente e usualmente é baseada na experiência previa dos desenvolvedores. Diferentemente dos métodos exatos para encontrar solução de um problema, que utilizam algoritmos para obter uma solução ótima ou todas as soluções possíveis, os métodos heurísticos geram um número menor de soluções, mas com as soluções baseadas no comportamento do sistema, ou seja, mais direcionada para a solução final (Nelson & Loesch, 2009).

Assim os métodos heurísticos geram um conhecimento prévio do sistema e utiliza métodos, procedimentos e estratégias para tentar encontrar uma solução boa para o objetivo desejado, mesmo que não seja a solução ótima, mas sempre tentando melhorar a eficiência do processo de busca, seja por meio do tempo computacional reduzido ou pela simplicidade de elaboração do algoritmo (Rich & Knight, 1994).

Basicamente os algoritmos heurísticos podem ser divididos em três categorias fundamentais, sendo eles os construtivos, os de melhoramento e os metaheurísticos (Souza, 2011). Os dois últimos temas serão abordados nessa seção, enquanto os Algoritmos Heurísticos Construtivos (AHCs) serão abordados a parte, na seção 2.2, por ser o modelo utilizado no desenvolvimento da dissertação.

As heurísticas de melhoramento, como o próprio nome diz, tentam melhorar a resposta. Parte-se de soluções já encontradas alterando alguns pontos de interesses do problema para tentar obter uma nova resposta mais próxima do ótimo, através de passos sucessivos. Essas tentativas de trocas ocorrem até um critério de parada, como por exemplo, o tempo de processamento, um determinado número de iterações, ou ainda quando o processo não possui mais nenhuma melhora a ser feita, encontrando assim uma boa solução para o problema (Cordenonsi, 2008).

Já as metaheurísticas podem ser consideradas como combinações dos AHCs com as heurísticas de melhoramento. Basicamente as metaheurísticas guiam as outras heurísticas em

busca da solução, normalmente experimentando os espaços de soluções não alcançadas pelas outras heurísticas, até encontrar regiões de boas convergências, podendo até sair do caminho de solução ótima, para tentar encontrar outra solução que possa estar “escondida” longe das possíveis soluções encontradas. Assim como outras técnicas, a metaheurística geralmente é utilizada quando não é possível solucionar o problema com as técnicas conhecidas, ganhando assim, um enorme espaço na resolução de problemas das mais diversas áreas (Luke, 2015).

Para resolver o problema de otimização do Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PESDEE) podem ser usadas várias técnicas de solução, como algoritmos heurísticos, técnicas de otimização clássicas como programação linear e inteira, metaheurísticas e algoritmos genéticos (Baquero, 2012) e segundo Souza (2011), a resolução de problemas de otimização em engenharia possui dois processos sucessivos: a modelagem matemática e a técnica necessária para solucionar o modelo matemático desenvolvido. A seguir são apresentados alguns trabalhos relevantes envolvendo esses dois procedimentos

2.1 Revisão Bibliográfica

O primeiro trabalho nessa área foi proposto por Knight (1960), que propunha a utilização de programação inteira para minimizar a função objetivo de custos sujeita a restrições lineares. Já no trabalho de Adams e Laughton (1974), foi proposto uma modelagem que utiliza programação inteira mista, onde conhecendo as demandas futuras e os limites de capacidade dos circuitos, buscava representar como função objetivo, os custos totais de expansão do sistema.

Ainda em 1974, Masud (1974) apresentou o primeiro trabalho envolvendo o planejamento de construção de subestações, e no ano seguinte Crawford e Holt (1975) também usaram modelos matemáticos de programação inteira para o mesmo princípio.

Em (Wall *et al.*, 1979) os autores definem um modelo para a alocação dos condutores usados nas linhas de distribuição, partindo da definição da alocação das subestações e dos centros de demanda. O problema é resolvido como um problema de fluxo em redes, aplicando-se uma técnica heurística para obter soluções radiais modificando as soluções não radiais ao eliminar a linha que transportava menor corrente em laços de configurações não radiais.

Com a utilização de técnicas de programação linear e não linear, os autores (Fawzi *et al.*, 1983), estabelecem configurações ótimas para os alimentadores do sistema, considerando os custos fixos e variáveis dos alimentadores e com restrições para a capacidade de potência e limites de tensão.

O trabalho proposto em (Tram & Wall, 1988) apresenta um modelo para o planejamento das linhas do sistema de distribuição com a possibilidade do algoritmo correspondente poder ser utilizado na forma de sub-rotina de um algoritmo mestre para a alocação de subestações.

Em (Goswami, 1997) é apresentada uma técnica conhecida como *Branch Exchange* ao problema da alocação e dimensionamento das linhas de distribuição, considerando como conhecidas as subestações e as demandas do sistema. A técnica de solução utilizada é heurística, mas o algoritmo *Branch Exchange* frequentemente é utilizado como sub-rotina para outras técnicas de solução (Baquero, 2012).

Como exemplo de metaheurística aplicada para resolver o problema, em (Miranda *et al.*, 1994) são apresentados algoritmos genéticos para a busca da expansão da rede. Os autores não consideram como variável a capacidade da subestação. A função objetivo consiste do custo de investimento, custo das perdas, um custo relacionado com a confiabilidade e um custo associado com as quedas de tensão nas barras.

Considerando os trabalhos que utilizam a técnica dos algoritmos heurísticos construtivos, no trabalho de (McDermott *et al.*, 1999) propuseram um algoritmo construtivo que a cada passo do processo iterativo, fecham-se chaves, que inicialmente estavam todas abertas, ocasionando a construção de um ramo, levando em consideração o menor aumento da função objetivo, sendo que é utilizada a representação matemática para o problema e a função objetivo é definida como a perda incremental dividida pela carga incremental atendida pela chave.

Em (Lavorato *et al.*, 2010; Rocha *et al.*, 2012b) são apresentados algoritmos heurísticos construtivos aplicados ao planejamento da expansão de linhas de distribuição. Ambos utilizam modelagem matemática para a representação do problema.

No trabalho apresentado em (Rocha *et al.*, 2012a) também é apresentado um algoritmo heurístico construtivo aplicado para resolver este problema, porém o trabalho não representa o problema através de modelagem matemática, e apenas os custos fixos são levados em consideração no processo de busca de solução. A metodologia empregada propõe trabalhar com parâmetros ao invés de se trabalhar com variáveis (quando se representa o problema através de modelagem matemática). Para a tomada de decisão, o algoritmo utiliza os resultados obtidos por uma sub-rotina que calcula o fluxo de carga através do Método de Newton em cada passo do processo de solução. Em (Rocha & Mendonça, 2013) é apresentada uma nova versão para o algoritmo, com melhor desempenho, graças ao emprego do método *Backward Forward Sweep* (BFS) como sub-rotina para o cálculo do fluxo de carga.

No contexto geral, desde a década de 70 do século passado, muitas pesquisas têm sido realizadas para a busca de solução do PESDEE com a utilização de algoritmos heurísticos. Esta técnica acabou por se tornar uma alternativa em relação aos métodos de programação matemática porque apesar do fato da técnica não ter a capacidade, pelo menos do ponto de vista teórico, de encontrar a solução ótima global de um problema complexo, geralmente é simples de ser entendida e implementada computacionalmente e os resultados obtidos geralmente são ótimos ou quase ótimos, sendo obtidas com baixo esforço computacional. Em outras palavras, em função da complexidade do problema a ser resolvido, muitas vezes é melhor ter uma solução próxima da solução ótima ou apenas uma solução do que não ter

solução nenhuma. Este fato tem feito com que os métodos heurísticos ganhassem espaço e campo para pesquisas.

2.2 Algoritmos Heurísticos Construtivos

Uma heurística construtiva consiste em tentar encontrar uma solução para o problema de forma iterativa, organizada de tal forma que sempre busque uma boa solução para um problema proposto, no caso, para o problema de PESDEE.

A busca pela topologia final para o problema é construída através de um processo passo a passo, onde em cada iteração é proposta uma ação, com essa ação se refletindo nas ações a serem tomadas durante as próximas iterações. O resultado dessa escolha normalmente é o caminho mais atrativo identificado por algum critério preestabelecido, chamado comumente de critério de sensibilidade, índice de desempenho ou como aqui será chamado daqui pra frente de Indicador de Sensibilidade (I.S.) (Hashimoto, 2005).

Dentro dos AHCs o principal mecanismo que pode ser alterado é o I.S., e à medida que o indicador mostra o melhor caminho a ser percorrido, o algoritmo busca a solução ideal. Então a diferença fundamental entre os mais variados algoritmos heurísticos esta na escolha do I.S. mais adequado para a solução do problema, obviamente desconsiderando o modelo matemático utilizado.

Também pode ser visto em Hashimoto (2005) que o I.S. é um parâmetro que está relacionado diretamente com a função objetivo do problema, podendo levar a solução para um ótimo global ou somente para um ótimo local. Por essa proximidade e influencia na solução, os indicadores possuem algumas características gerais:

- Indica o melhor caminho a ser seguindo pelo AHC;
- Se indicar o caminho de forma local, pode não encontrar o ótimo global do sistema, pois leva em consideração somente a configuração atual do sistema encontrando assim um ótimo local;
- Se indicar o caminho de forma global, não levará em conta a configuração corrente do sistema, somente o sistema como um todo.

Pela característica dos AHCs apresentarem a solução corrente do sistema, esses algoritmos são facilmente implementados computacionalmente. Abaixo na Figura 2.1 é apresentado um código genérico para um AHCs.

<i>Entrada: Dados de entrada E</i> <i>Saída: Resultado Final S</i> <i>IS = Indicador de sensibilidade</i> <i>Enquanto(critério de parada não ser cumprido)</i> <i>IS = Calcular IS através dos dados E</i> <i>S = max(IS)</i> <i>Fim – Enquanto</i> <i>Saída = S</i>
--

Figura 2.1: Código genérico para um AHCs

Como pode ser visto na Figura 2.1, a primeira etapa a ser feita é a declaração das variáveis que serão utilizadas. Comumente chamadas de variáveis auxiliares, são nelas que definimos os dados de entrada, as especificações e peculiaridades do sistema, tipo de dados que será tratado (se será um vetor, uma matriz, letras, etc.) (Campello & Maculan, 1994). Para o código genérico acima, os dados iniciais são representados pela letra E, a resposta final do algoritmo por S, e o indicador de sensibilidade por I.S., dessa forma, enquanto o critério de parada não for atendido, o I.S. será calculado conforme os dados E, até encontrar com os dados iniciais um valor máximo para o sistema. Após o critério de parada ser satisfeito, a resposta do sistema é dada ao final do algoritmo.

Assim a escolha do critério de parada e do I.S. definem a solução final do sistema. Por isso que muitas vezes os algoritmos heurísticos não convergem para a solução ótima global do sistema. Quando se trata do PESDEE, esses algoritmos nem sempre encontram a configuração ótima da expansão do sistema elétrico, e quando aplicados a sistemas de médio à grande porte encontram apenas configurações finais de boa qualidade, já para sistemas de pequeno porte encontra-se configurações ótimas. Entretanto durante as décadas de 1960 e 1970 os AHCs eram a única forma de resolver problemas de grande porte para os problemas de PESDEE e por apresentarem uma simplicidade de implementação, utilização e baixo esforço computacional, sempre encontravam a solução em um número finito de iterações (Rider, 2006).

Para calcular os I.S. normalmente necessita-se resolver um problema de programação não linear (PNL), e essas não linearidades estão relacionadas à obtenção de respostas empiricamente, tais como variações não proporcionais, características de qualidade e resultados de processos. Geralmente os problemas de PNL são representados por uma função objetivo que está sujeita a algumas restrições, e são encontrados inúmeros métodos capazes de resolverem essa não linearidade, alguns deles podem ser vistos no trabalho de (Righetto, 2010).

2.3 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo buscou-se mostrar a importância dos algoritmos heurísticos para resolver o problema de otimização do PESDEE. A pesquisa que foi desenvolvida e é relatada neste trabalho aborda o problema de PESDEE considerando as redes aéreas de média tensão presentes no Sistema de Distribuição, buscando encontrar na solução do algoritmo a localização e a capacidade ótima de novas linhas.

Neste contexto, foi realizada uma introdução ao assunto, abordando sobre as técnicas de solução e modelagem matemática para o PESDEE, buscando mostrar a importância dos algoritmos heurísticos para resolver este problema.

Nos trabalhos de planejamento de sistemas elétricos a maioria utiliza uma modelagem matemática para representar o problema, sendo uma das formas que mais diferenciam os trabalhos presentes na literatura especializada, por isso foram expostos alguns trabalhos que são relevantes sobre esse assunto e que utilizam a modelagem matemática para representação do problema.

Os AHC ainda possuem um grande campo de aplicação, pois se caso não encontrem uma solução ótima global, ainda é possível utilizar as suas respostas para tentar melhorar o desempenho computacional na busca do melhor ótimo global. É possível utilizar essas respostas iniciais e aprimora-las com técnicas mais complexas de otimização.

Uma das formas de melhorar o desempenho dos algoritmos é empregando diferentes técnicas de solução do fluxo de potência no sistema. Um dos métodos amplamente utilizados nos sistemas de transmissão, mas que também podem ser aplicados em distribuição, é o método de *Newton-Raphson* assunto a ser abordado no Capítulo 3.

Capítulo 3

Método de *Newton Raphson*

Neste presente capítulo é apresentado o método de *Newton-Raphson* (NR). Esse método é muito utilizado em sistemas de transmissão para a realização do cálculo do fluxo de potência. Esse método também foi implementado para a aplicação nos sistemas de distribuição, que é o local de estudo deste trabalho.

Assim, inicialmente é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o NR, seguindo com a apresentação da formulação do problema de fluxo de potência, a forma de solucionar as equações não lineares e por fim é apresentado o método utilizado para resolver os problemas já ditos, o método de NR.

3.1 Revisão Bibliográfica

No século passado, no final da década de 20 teve o início da busca pela solução de fluxo de potência e até o início da década de 50 a sua solução exigia um enorme esforço para os pesquisadores dos SEE. Conhecidos como analisadores de redes, estes trabalhavam com sistemas simplificados e era grande o trabalho para se obter os ajustes iniciais da configuração em estudo, pois exigia a leitura manual de vários instrumentos de medições e a anotação de seus valores sobre diagramas elétricos (Canossa, 2007).

Com a evolução dos computadores, os analisadores de redes foram sendo substituídos por programas e algoritmos capazes de realizar simulações que correspondessem numericamente ao estudo dos SEE (Stagg & El-Abiad, 1979).

O primeiro método de solução de um sistema não linear aplicado para o cálculo do Fluxo de Potência (FP) foi o de *Gauss-Seidel* (GS). Apesar de eficiente, esse método necessitava de um número elevado de iterações para encontrar a solução, e ainda pela baixa capacidade de processamento dos computadores do final da década de 50, o método de GS foi considerado muito lento, tornando o método pouco aproveitável para resolver o problema de fluxo de carga (Carvalho, 2006).

No final de 1959 e começo de 1960, Van Ness (1959) surgiu com o método de *Newton*. A característica de convergência desse novo método era excelente quando comparada aos outros métodos até essa data apresentados. Porém, só em 1967, com as melhorias dos

processos computacionais, os autores (Tinney & Hart, 1967) apresentaram o método de resolução do problema de FP pelo método de *Newton-Raphson*. Esse trabalho levava em consideração somente as características dos sistemas de transmissão (sistemas malhados), sem explorar as peculiaridades dos sistemas de distribuição, em especial a estrutura radial (sistemas fracamente malhados).

Pelo fato do método de NR apresentar uma rápida convergência e eficiência de implementação, no mesmo ano de 1967, (Berg *et al.*, 1967) publicaram o primeiro trabalho exclusivamente para sistemas de distribuição e, a partir desse inúmeros outros foram publicados. Mas durante os anos seguintes, os pesquisadores deram maior ênfase nos trabalhos para resolver o problema voltado à transmissão, deixando de lado as pesquisas para a solução dos problemas em distribuição.

Até o ano de 1976 os trabalhos sobre os sistemas de distribuição eram superdimensionados e com o passar do tempo, com o crescimento da demanda de carga, as redes de distribuição estavam próximas da sua capacidade máxima de carregamento. Este foi o momento em que (Kersting & Medive, 1976) aplicaram uma técnica chamada “*ladder*” para redes radiais em sistemas de distribuição para resolver o FP. Essa técnica foi utilizada por (Shirmohammadi *et al.*, 1988) para desenvolver um dos métodos mais usados para resolver FP nos sistemas de distribuição, o método *Backward Forward Sweep* (BFS).

Mas foi só no final da década de 80 que houve a modernização da legislação que elevou a qualidade de energia que as concessionárias forneciam aos seus consumidores, e assim aumentou a quantidade de empresas no setor, fato este que contribuiu para o desenvolvimento da competitividade entre empresas de distribuição, que passaram a pesquisar sobre os sistemas de distribuição (Carvalho, 2006).

Ainda no trabalho de (Carvalho, 2006) encontra-se um levantamento dos trabalhos mais relevantes sobre a utilização do FP nos sistemas de distribuição das décadas de 80, 90, do século passado, até o início dos anos 2000. A seguir são apresentados alguns trabalhos que utilizam o método de NR para resolver FP com o mesmo intuito que o trabalho nessa dissertação é proposto.

Em (Venegas & Fuerte-Esquivel, 2001) é modelado um compensador série em avanço que foi utilizado em muitos outros estudos de FP. Este dispositivo foi modelado e desenvolvido em coordenadas de fase dentro de um algoritmo de *Newton Raphson* polifásico já existente. Assim, as variáveis em estudo, magnitude de tensão e ângulo da rede, do compensador são alinhadas em uma referência simples para soluções iterativas altamente robustas. Nesse artigo é feita uma análise de desempenho em sistemas balanceados e desbalanceados. No compensador chamado ASC (*Advanced Series Compensator*), é inserido o algoritmo de NR para o cálculo do FP, pelo fato de apresentar capacidade de solucionar problemas de grandes redes de distribuição. Para melhorar a eficiência do compensador ASC, tanto as variáveis de estado quanto o fluxo são resolvidos simultaneamente e apresentadas na solução do trabalho.

O primeiro trabalho relevante para a resolução do FP pelo método de NR considerando quatro fios foi apresentado por (Penido *et al.*, 2004). O método empregado para a solução estava baseado no método de injeção de corrente. Como a maioria dos sistemas de distribuição apresentam sistemas desbalanceados, linhas de distribuição assimétricas e a presença de circuitos monofásicos e bifásicos, a utilização do método usando quatro fios, com um neutro aterrado, era caracterizado para abranger a maioria dos sistemas de distribuição já implementados. O modelo empregado neste artigo possui um custo de instalação menor que outras configurações de linhas e possui uma sensibilidade para a atuação dos sistemas de proteção maior. Assim, viu-se a necessidade de implementar o método de solução por NR com o quarto fio para sistemas radiais, incluindo também as impedâncias de aterramento. Com a realização do trabalho foi possível analisar os resultados considerando o efeito da impedância de aterramento e do fio neutro em sistemas de distribuição radial.

No trabalho de (Rider, 2006) são propostas três abordagens para resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão. A primeira delas utiliza um (AHC) que usa um modelo de C.A. para resolver o problema de planejamento. A segunda, utiliza um modelo de C.C. e para resolver o problema de planejamento é usada a programação não-linear especializada, que utiliza matrizes juntamente com um algoritmo de otimização especializado. A terceira também utiliza um modelo de C.C. só que usa um algoritmo de *Branch and Bound* (BB) para resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão.

No artigo de (Yang *et al.*, 2008) é apresentado as diferenças de se aplicar o método de *Newton* em sistemas de transmissão e distribuição, apresentando as vantagens e desvantagens de se aplicar o método. Também é proposto um modelo matemático onde não é preciso calcular a matriz Jacobiana para encontrar a solução do algoritmo, evitando assim um dos problemas mais comuns na utilização do método de NR para o cálculo do fluxo de potência em sistemas de distribuição.

No trabalho de (Oliveira, 2009) é apresentada uma metodologia para a reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica com o objetivo de minimizar as perdas de energia. Para solucionar o problema de reconfiguração, é utilizado um novo índice de sensibilidade baseado nos multiplicadores de Lagrange. Para o cálculo das variáveis do sistema é necessário rodar um algoritmo de fluxo de potência ótimo que utiliza, como método de solução das equações não lineares o método de NR.

A seguir são apresentados os conceitos referentes ao fluxo de potência.

3.2 Fluxo de Potência

O fluxo de potência consiste basicamente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. O que se busca é uma análise algébrica das condições de operação do SEE em regime permanente, desconsiderando-se os efeitos transitórios, utilizando-se para isto apenas os valores determinados para as tensões, ângulos e fluxo de potência entre as barras. Como dados de entrada para o problema,

são considerados a resistência e a reatância dos elementos da rede e as cargas e a geração de potência ativa e reativa nas barras do sistema.

O sistema para este estudo é representado por um conjunto de equações não lineares que são resolvidas através de métodos computacionais desenvolvidos ao longo de muitos anos. De acordo com a complexidade do problema, o sistema pode incluir equações de igualdade e desigualdade. É possível dividir os componentes do SEE em dois grupos básicos, aqueles que estão ligados entre um nó qualquer e o nó terra, que é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores; e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, que é o caso das linhas de transmissão, dos transformadores e de defasadores (Monticelli, 1983).

Para o cálculo das grandezas do fluxo de potência ativa e reativa, inicialmente é determinado o módulo da tensão e o ângulo em cada uma das barras, porém é necessário atender três critérios básicos:

- Os limites de tensão devem estar dentro dos limites operativos;
- Os elementos do sistema não devem estar sobrecarregados;
- Toda demanda deve ser atendida.

Conforme pode ser visto em (Borges, 2005), a utilização do fluxo de potência tem importância para quatro grandes grupos de pesquisa, sendo eles: planejamento, operação, manutenção e controle do sistema de potência. Mais especificamente, esta ferramenta é muito utilizada nas áreas de estudo:

- I. Para os estudos em estabilidade, é utilizado o fluxo de potência tanto para o cálculo das condições iniciais quanto para o cálculo da solução da rede;
- II. Para os estudos em confiabilidade, quando se conhece os dados probabilísticos de falha dos diversos componentes presentes na rede, consegue-se estimar a probabilidade de falha de suprimento ao consumidor e o fluxo de potência CA é utilizado para verificar cada um dos estados de falha;
- III. Para os estudos de faltas, é utilizado para calcular as tensões pré-falta na análise de curto-circuito;
- IV. Para o planejamento e operação, utilizando o fluxo de potência ótimo o estudo pode fornecer a melhor topologia/configuração para minimizar o custo de expansão ou o custo de operação ou as perdas elétricas; e
- V. Para a análise de contingência estática, se houver a saída de algum equipamento da linha, o fluxo de carga é usado para fazer a análise dessa contingência.

O equacionamento básico do fluxo de potência pode ser representado pela conservação das potências ativas e reativas em cada nó da rede. Isto é, equivalente à primeira lei de Kirchhoff, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm esse nó como um dos seus terminais (Monticelli, 1983).

O fluxo de potência pode ser formulado por um conjunto de equações e inequações algébricas não lineares. Na formulação mais básica do problema, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas são conhecidas e as outras duas são incógnitas do sistema (Grainer & Stevenson, 1994):

- V_k – magnitude da tensão na barra k ;
- θ_k – ângulo da tensão nodal na barra k ;
- P_k – potência ativa líquida calculada na barra k ;
- Q_k – potência reativa líquida calculada na barra k .

Dependendo das variáveis conhecidas no problema e das quais deseja-se calcular, pode-se classificar as barras do sistema em:

- I. Barra de referência ou *Slack Bar* ou barra $V\theta$:
 - São dados V_k e θ_k ;
 - Deve ser calculado P_k e Q_k ;
- II. Barra de geração ou barra PV :
 - São dados P_k e V_k ;
 - Deve ser calculado Q_k e θ_k ;
- III. Barra de carga ou barra PQ :
 - São dados P_k e Q_k ;
 - Deve ser calculado V_k e θ_k ;

Como dito anteriormente, a injeção de potência ativa e reativa em uma barra são iguais à soma dos fluxos que deixam a barra através das linhas. Assim consegue-se obter as seguintes equações:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

Em que:

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

Ω_k = conjunto das barras vizinhas da barra k ;

V_k, V_m = magnitude das tensões das barras terminais do ramo k - m ;

θ_k, θ_m = ângulos das tensões das barras do ramo k - m ;

P_{km} = fluxo de potência ativa no ramo k - m ;

Q_{km} = fluxo de potência reativa no ramo k-m;

Q_k^{sh} = componente da injeção de potência reativa devido ao elemento shunt da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$, sendo b_k^{sh} a susceptância shunt ligada à barra k).

As expressões para o fluxo de potência podem ser obtidas através da potência complexa saindo da barra k, em direção a barra m, que é dado por:

$$\frac{S_k^*}{V_k^*} = \sum_{k=1}^{NB} Y_{km} V_m \quad (3.3)$$

Podemos reescrever a equação da seguinte maneira:

$$S_k^* = V_k^* \sum_{k=1}^{NB} Y_{km} V_m \quad (3.4)$$

A equação 3.4 pode ser reescrita usando coordenadas polares:

$$S_k^* = (V_k \angle -\theta_k) \sum_{k=1}^{NB} Y_{km} (V_m \angle \theta_m) \quad (3.5)$$

$$S_k^* = V_k^* \sum_{k=1}^{NB} Y_{km} (V_m \angle \theta_{km}) \quad (3.6)$$

Onde θ_{km} é a diferença angular entre a barra k e a barra m. Y_{km} são os valores da matriz de admitâncias do sistema, que podem ser separadas em G_{km} e B_{km} que são os valores das admitâncias da linha, sendo que, muitos dos seus elementos são nulos, pois como a matriz de admitâncias representa as ligações físicas entre cada barra do sistema e em sistemas de distribuição muitas delas não tem interconexão entre si, isto torna esta matriz esparsa. A partir disso é possível separar a equação (3.6) em parte real e imaginária e escrever as equações gerais de potência ativa e reativas injetadas na barra k, assim:

$$P_k = V_k \sum_{k=1}^{NB} (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) V_m \quad (3.7)$$

$$Q_k = V_k \sum_{k=1}^{NB} (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) V_m \quad (3.8)$$

O número total de barras do sistema é a soma da quantidade de barras PQ, mais as quantia de barras PV, mais a barra de referência $V\theta$, lembrando que é escolhida somente uma barra de referência. Como tem-se dois dados conhecidos e dois que se deseja calcular, pode-se separar o problema do FP em dois subproblemas, que são chamados de subsistemas 1 e 2 que possuem as seguintes características:

- Subsistema 1 – Para as barras PQ, calcula-se V_k e θ_k e para as barras PV somente os ângulos θ_k , determina-se esses valores por algum método iterativo.

Trata-se de um sistema de $2NPQ + NPV$ equações, já que são conhecidas as potências ativas injetadas nas barras PQ e PV e as potências reativas injetadas nas barras PQ (Monticelli, 1983).

- Subsistema 2 – Após conhecer as variáveis do Subsistema 1, é necessário determinar a potência ativa e reativa nas barras $V\theta$ e a potência reativa nas barras PV . Trata-se de um sistema com $NPV + 2$ equações não lineares, com o mesmo número de incógnitas, sendo que todas elas podem ser calculadas de forma direta (Monticelli, 1983).

Para conseguir resolver as equações do Subsistema 1 é necessário o uso de métodos iterativos para solucionar o sistema de equações algébricas não lineares. Já para resolver as incógnitas do Subsistema 2 é preciso somente conhecer os valores das variáveis do Subsistema 1, assim, consegue-se obter de forma trivial os resultados do Subsistema 2. Neste contexto, na próxima seção é apresentada a forma de resolução das equações não lineares que serão utilizadas no método de NR.

3.3 Solução das Equações Não Lineares

Para cada valor que é atribuído a uma variável, pode-se encontrar um valor numérico para um polinômio e quando o valor desse polinômio é igual à zero, esse valor é denominado de raiz da equação, sendo que para uma mesma equação pode ser obtido mais que uma raiz. Porém quando se trata de um sistema de equações não lineares, essa análise deve ser feita de maneira mais detalhada, pois para encontrar a raiz é necessário encontrar um par de valores referentes às variáveis que satisfaçam as equações.

Cada uma das equações não lineares pode ser representada no plano cartesiano por uma superfície e quando há a intersecção entre duas superfícies é representada por uma curva que chega a um ponto determinado, ponde esse conhecido como variável independente, que é a raiz do problema. Em (Pacitti & Atkinson, 1976) trazem todas as deduções matemáticas e teorias que provam essas afirmações. Trazendo essa definição para o problema do FP, os zeros dos conjuntos de superfícies que necessitam ser encontrados são as tensões e ângulos representados pelas equações do Subsistema 1.

Para a montagem das equações do Subsistema 1, são conhecidas as potências ativas especificadas (P_k^{esp}) das barras PQ e PV e as potências reativas especificadas (Q_k^{esp}) nas barras PQ . Assim, o Subsistema 1 é constituído pela diferença entre as equações (3.7) e (3.8) e as potências ativas e reativas especificadas, assumindo a seguinte forma:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V_k + \Delta V, \theta_k + \Delta \theta) = 0 \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V_k + \Delta V, \theta_k + \Delta \theta) = 0 \quad (3.10)$$

A cada iteração são as equações do Subsistema 1 que atualizam os seus valores, sendo elas que indicam se o sistema esta convergindo ou não. Essas equações são chamadas de

mismatches e são elas que indicam se os valores de tensão e ângulo encontrados a cada passo da iteração estão mais próximos da solução desejada. A cada momento que é recalculado os valores dos *mismatches* essa diferença aproxima-se de zero, ou seja, os valores dos *mismatches* tendem a zero a cada iteração que se passa.

Por esse motivo é necessário especificar uma tolerância para aceitar se esses valores usados para calcular os *mismatches*, indicam se o processo iterativo encontrou a resposta desejada. Existem vários métodos que auxiliam na aproximação da resposta para as equações do Subsistema 1, assim, na próxima seção será apresentado o método escolhido para resolver o problema das equações não lineares, será apresentado o método de NR.

3.4 Método de Newton-Raphson

O método de NR começou a ser mais utilizado quando os sistemas elétricos ficaram mais complexos e maiores. Para redes de transmissão e sub-transmissão esse método é apontado por especialistas como sendo um dos métodos que possui melhor desempenho na resolução do fluxo. Nos sistemas de distribuição houve alguns empecilhos para a sua implementação, mas após alguns anos de estudo começou a ser utilizado de forma semelhante aos usados em transmissão. Para ambos os sistemas o desempenho computacional é elevado e muito se dá pelo fato que o sistema converge para um ótimo global seguindo a direção da Jacobiana do sistema elétrico. Portanto a convergência depende muito do ponto inicial de partida

Um dos métodos mais utilizados como base para o início do cálculo é o *flat start*. O método consiste em se permitir que os ângulos não conhecidos (das barras tipos PV e PQ) sejam estabelecidos como iguais a zero e as tensões (da barra tipo PQ) sejam estabelecidas como iguais a um P_u . Porém, se o sistema possuir um histórico de cálculos, aconselha-se usar os valores antigos para o começo de um novo cálculo.

Alguns outros métodos derivados do NR utilizam alguns termos da Jacobiana mantidos como constantes ao longo da solução, estabelecendo uma resposta mais rápida para o algoritmo base, tornando a velocidade computacional de execução muito mais elevada.

Matematicamente, quando se utiliza o método de NR o que se procura é um determinado valor para as variáveis do Subsistema 1, de modo que cada iteração este valor aproxime-se da raiz. A partir do teorema de Taylor é possível aproximar as equações em torno das variáveis (V_k, θ_k) , assim como pode ser visto no trabalho de (Freitas, 2000), pode-se expandir as equações da potência ativa e reativa, conforme a série de Taylor:

$$\begin{aligned}
 P_k(V_k + \Delta V_k, \theta_k + \Delta \theta) &= P_k(V_k, \theta_k) + \frac{\partial P_k}{\partial V_k} \Delta V + \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} \Delta \theta \\
 &+ \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 P_k}{\partial V_k^2} \Delta V^2 + 2 \frac{\partial P_k}{\partial V_k} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} \Delta V \Delta \theta + \frac{\partial^2 P_k}{\partial \theta_k^2} \Delta \theta^2 \right] + \dots
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

$$\begin{aligned}
Q_k(V_k + \Delta V_k, \theta_k + \Delta \theta) &= Q_k(V_k, \theta_k) + \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \Delta V + \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} \Delta \theta \\
&+ \frac{1}{2} \left[\frac{\partial^2 Q_k}{\partial V_k^2} \Delta V^2 + 2 \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} \Delta V \Delta \theta + \frac{\partial^2 Q_k}{\partial \theta_k^2} \Delta \theta^2 \right] + \dots
\end{aligned} \tag{3.12}$$

Os primeiros termos das duas equações equivalem às equações (3.7) e (3.8) e os termos quadráticos podem ser desconsiderados, pois são valores pequenos o suficiente que não interferem no resultado final da série (Freitas, 2000). Desse modo, as equações (3.11) e (3.12), podem ser reescritas da seguinte forma:

$$\Delta P = P_k(V_k + \Delta V, \theta_k + \Delta \theta) - P_k(V_k, \theta_k) = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} \Delta V + \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} \Delta \theta \tag{3.13}$$

$$\Delta Q = Q_k(V_k + \Delta V, \theta_k + \Delta \theta) - Q_k(V_k, \theta_k) = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \Delta V + \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} \Delta \theta \tag{3.14}$$

Como não se sabe a quantia de barras ou a quantia de funções de potência injetadas nas barras, temos que supor que existem n funções. As incógnitas de tensão e ângulo podem ser transformadas em um vetor de variáveis chamado de $g^i(V, \theta)$, onde i represente o número da iteração. Assim, a equação (3.15) representa o vetor das variáveis:

$$g^i(V, \theta) = [(V_k^i, \theta_k^i), (V_{k+1}^i, \theta_{k+1}^i), \dots, (V_n^i, \theta_n^i),] \tag{3.15}$$

Cada posição do vetor de variáveis representa uma respectiva equação de potência. Neste sentido, o primeiro passo para conseguir encontrar esse vetor é encontrar os valores dos *mismatches* de potência ativa e reativa, que podem ser calculados da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k^i(V_k^i, \theta_k^i) \\ \vdots \\ \Delta P_n^i(V_n^i, \theta_n^i) \\ \Delta Q_k^i(V_k^i, \theta_k^i) \\ \vdots \\ \Delta Q_n^i(V_n^i, \theta_n^i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_k^{esp} \\ \vdots \\ P_n^{esp} \\ Q_k^{esp} \\ \vdots \\ Q_n^{esp} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_k^i \\ \vdots \\ P_n^i \\ Q_k^i \\ \vdots \\ Q_n^i \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Depois da obtenção dos *mismatches* é preciso realizar o teste de convergência para verificar se os valores obtidos de tensão e ângulo atingem o critério de parada (ξ), para saber se os valores calculados já estão dentro dos limites aceitáveis. O teste de convergência pode ser visto na equação (3.17) a seguir:

$$se \begin{bmatrix} P_k^i \\ \vdots \\ P_n^i \\ Q_k^i \\ \vdots \\ Q_n^i \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} < \xi, se \text{ primeira condição} \\ < \xi, se \text{ segunda condição} \end{array} \right. \tag{3.17}$$

Quando a primeira condição for verificada e não for atingido o critério de convergência, deve-se continuar o processo iterativo para o próximo passo, que é calcular os valores das

equações (3.13) e (3.14) só que para uma quantia n de funções, que pode ser escrita da seguinte forma vetorial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k^i \\ \vdots \\ \Delta P_n^i \\ \Delta Q_k^i \\ \vdots \\ \Delta Q_n^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k^i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_k^i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_k^i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k^i}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_n^i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n^i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_n^i}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_k^i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_k^i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_k^i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k^i}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial Q_n^i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n^i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n^i}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k^i \\ \vdots \\ \Delta \theta_n^i \\ \Delta V_k^i \\ \vdots \\ \Delta V_n^i \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Para cada iteração (i) calculam-se os valores das variações de tensão e de ângulo, a matriz das derivadas é invertida e multiplicada pelo vetor coluna dos *mismatches*. O Subsistema 1 pode ser representado da seguinte forma de solução:

$$g(x^i) = -J(x^i)\Delta x^i \Rightarrow \Delta x^i = [J(x^i)]^{-1}g(x^i) \quad (3.19)$$

Sendo, $g(x^i)$ a matriz dos *mismatches* de potência, $J(x^i)$ a matriz das derivadas das potências ativas e reativas com relação aos ângulos e as tensões, e Δx^i a matriz das variações de tensão e de ângulo.

Para cada novo valor do vetor de variação de tensão e ângulo, calcula-se os novos valores dos *mismatches* e testa-se novamente o critério de convergência. Cada iteração realiza esses passos, até que a segunda condição do critério de parada seja satisfeita, assim os últimos valores obtidos para a matriz $g(x^i)$ que são os valores obtidos da iteração atual são utilizados como as raízes das equações do Subsistema 1 (Monticelli, 1983).

Depois de calculado as variáveis do Subsistema 1, é possível calcular os valores das equações do Subsistema 2. Assim é possível, obter todos os resultados do fluxo de potência entre linhas, as perdas em cada ponto do sistema, também é possível obter informações sobre o carregamento de linha e todas outras as informações necessárias.

Na subseção a seguir, será mostrado como se calcula a matriz das derivadas das potências em relação aos ângulos e tensões. Essa matriz recebe o nome de Jacobiana.

3.4.1 Matriz Jacobiana

A matriz das derivadas das potências ativas e reativas vista na equação (3.18) recebe o nome de matriz Jacobiana e segundo (Tinney & Hart, 1967) essa matriz representa a relação linear entre as potências ativa e reativa com o módulo da tensão e o ângulo, a equação (3.20) mostra essa relação.

$$J(x^i) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} \end{bmatrix}^i \quad (3.20)$$

A matriz Jacobiana sempre será uma matriz quadrada, e a sua dimensão é dada pelo número de barras conectado ao sistema. O número de linhas e de colunas da matriz normalmente é estabelecido pelo número de barras *PV* mais a quantia de barras *PQ*. A matriz Jacobiana pode ser representada em função de 4 letras: *H*, *N*, *M* e *L*, com a seguinte distribuição na matriz:

$$J(x) = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Considerando esta representação, os elementos próprios e mútuos são obtidos através das seguintes expressões:

$$H = \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \end{cases} \quad (3.22)$$

$$N = \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \end{cases} \quad (3.23)$$

$$M = \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m [G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km}] \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \end{cases} \quad (3.24)$$

$$L = \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \end{cases} \quad (3.25)$$

Ao montar-se a matriz Jacobiana os valores de *H* e *L* possuem em módulo, valores maiores que os dos elementos *N* e *M*. Isso se deve ao fato de que a potência ativa é mais sensível à variação de ângulo do que de tensão, tornando o valor de *H* maior que o valor de *N*, e para a potência reativa a sensibilidade se dá em relação a tensão, tornando *L* maior que o valor de *M*.

3.4.2 Algoritmo base para o Método de *Newton-Raphson*

Como o método de cálculo é um método iterativo, é possível estabelecer os passos para a resolução do problema, elaborando assim um algoritmo base para a aplicação do método de NR na solução do fluxo de potência (Monticelli, 1983):

1. Escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões das barras PQ e PV ($\theta = \theta^0$) e as magnitudes das tensões das barras PQ ($V = V^0$). Iniciar a contagem de iterações ($i=0$);
2. Calcular $P_k(V^i, \theta^i)$ para as barras PQ e PV , $Q_k(V^i, \theta^i)$ para as barras PQ , e determinar os valores dos “mismatches”, ou seja, achar os valores de ΔP_k^i e ΔQ_k^i ;
3. Testar a convergência: se $\text{Max} \{|\Delta P_k^i|\} \leq \varepsilon_P$ e $\text{Max} \{|\Delta Q_k^i|\} \leq \varepsilon_Q$, o processo convergiu para a solução (V^i, θ^i) caso contrario, continuar;
4. Calcular a matriz Jacobiana

$$J(x) = \begin{bmatrix} H(V^i, \theta^i) & N(V^i, \theta^i) \\ M(V^i, \theta^i) & L(V^i, \theta^i) \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

5. Determinar a nova solução (V^{i+1}, θ^{i+1}) , em que $V^{i+1} = V^i + \Delta V^i$ e $\theta^{i+1} = \theta^i + \Delta \theta^i$, sendo que ΔV^i e $\Delta \theta^i$, são obtidos com a solução do seguinte sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(V^i, \theta^i) \\ \Delta Q(V^i, \theta^i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(V^i, \theta^i) & N(V^i, \theta^i) \\ M(V^i, \theta^i) & L(V^i, \theta^i) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^i \\ \Delta V^i \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

6. Com os novos valores dos ângulos das tensões das barras PQ e PV e com as novas magnitudes das tensões das barras PQ , fazer $i = i + 1$ e voltar para o passo (2).

3.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o método de resolução de fluxo de potência baseado no modelo de solução das equações não lineares por NR. Esse método é utilizado para solucionar o FP e por esse motivo encontram-se vários trabalhos na literatura que utilizam este método para solucionar os problemas do SEE.

Dentro desse contexto, foi apresentada uma breve revisão bibliográfica sobre o método, mostrando sua possibilidade de implementação com diferentes aplicações, a versatilidade de programação do modelo, e explorando a sua utilização, a sua aplicação como uma sub-rotina dentro das propostas de soluções para os diversos problemas dos sistemas de distribuição.

Depois de apresentada a revisão bibliográfica, foi apresentada a modelagem matemática do FP, expondo os critérios básicos que devem ser atendidos na hora de realizar o cálculo do

método, sendo esses critérios relacionados com as variáveis do problema FP, magnitude e ângulo da tensão em uma barra e a potência aparente líquida calculada na mesma barra. Dependendo qual variável é conhecida, é possível classificar os três tipos de barras que podem estar presentes no sistema, sendo sempre especificadas duas variáveis e é necessário calcular as outras duas. Assim, é possível separar o problema de FP em dois Subsistemas, sendo no primeiro necessário um método iterativo para o cálculo e no segundo, os valores das incógnitas são obtidos diretamente do primeiro.

Para resolver o primeiro Subsistema é preciso resolver equações não lineares, então há necessidade de escolher um método capaz de solucionar essas equações. Assim, foi apresentado a forma que foi realizada para calcular as variáveis desejadas em cada um dos Subsistemas, e algumas definições necessárias para implementar o método de solução.

Por fim é apresentado o método iterativo utilizado para resolver as inequações, o método de *Newton-Raphson*. Nessa parte do trabalho, foi feito todo o desenvolvimento das expressões das potências ativa e reativa, desde a expansão da série de Taylor em torno das variáveis (V_k, θ_k) até a forma com que cada uma das matrizes se relacionam para encontrar a solução. Dessa maneira foi obtida a variação da potência especificada com a potência calculada e comparada com o teste de convergência do problema, para testar se o processo iterativo encontrou uma solução. Para conseguir resolver, o método de NR necessita ser separado em matrizes, sendo uma delas a matriz Jacobiana. A matriz Jacobina é de suma importância no desenvolvimento do FP, nela é possível ver a relação que cada uma das potências tem com a variação da tensão e do ângulo nas barras. Para completar o estudo do método de NR foi apresentado um algoritmo base para ser implementado computacionalmente.

Capítulo 4

Algoritmo Heurístico Especializado

Neste capítulo é apresentado o Algoritmo Heurístico Especializado (AHE) que foi desenvolvido para ser aplicado no planejamento de redes aéreas de média tensão de sistemas de distribuição.

O algoritmo desenvolvido é um AHC (Capítulo 2) e utiliza como sub-rotina, em cada iteração, o método de NR (Capítulo 3) para o cálculo do fluxo de potência. Para a implementação computacional foi usada a linguagem GAMS (Sistemas Geral de Modelagem Algébrica) na versão estudantil.

A seguir é apresentado o AHE com as suas principais características, o indicador de sensibilidade que foi adotado no algoritmo, um exemplo de aplicação do AHE, um fluxograma completo com os passos do algoritmo necessários para se chegar a uma solução, e por fim, as considerações finais do capítulo.

4.1 Algoritmo Heurístico Especializado

Em programação GAMS existe o conceito de Conjuntos Dinâmicos (Brooke *et al.*, 1997), e este conceito foi aplicado para elaboração do código.

Dentro deste contexto, quatro conjuntos são estabelecidos no início do processo iterativo. Pela própria propriedade da linguagem, estes conjuntos podem ser alterados de forma dinâmica durante o processo da busca pela solução do problema. Os conjuntos são denominados de Conjunto A, Conjunto B, Conjunto C e Conjunto D. Antes da definição destes conjuntos, na sequência é realizada uma introdução ao AHE.

O AHE é um AHC, e neste sentido, necessita do estabelecimento de condições iniciais e, em um processo passo a passo, vai estabelecendo uma solução para o problema. Como qualquer AHC, necessita de um I.S. para ir construindo a solução.

Este trabalho é uma continuação da pesquisa realizada e documentada em (Mendonça, 2014). Diferente da estratégia de solução adotada naquele trabalho, neste trabalho é proposta uma estratégia destrutiva para estabelecer uma solução para o problema.

Para os AHC que utilizam a estratégia “construtiva”, o processo é iniciado considerando a topologia corrente do sistema e em cada iteração do algoritmo é proposta uma atualização

para o sistema, que pode ser, por exemplo, a substituição de uma linha existente ou a construção de novas linhas. Neste caso o processo iterativo termina quando o sistema passa a operar de forma adequada para o horizonte de planejamento.

Na utilização de uma estratégia “destrutiva”, o processo é iniciado considerando que todas as possibilidades de atualização do sistema, para o horizonte de planejamento, estejam implementadas ou construídas. Portanto desta situação, em cada iteração do algoritmo é proposta uma nova atualização para o sistema, que neste caso consiste na “destruição” de atualizações realizadas inicialmente no sistema.

Assim, no AHE implementado, todas as linhas possíveis de serem construídas são consideradas como construídas, e em cada passo do algoritmo é proposta uma destruição de linha, respeitando o princípio de que a carga seja atendida de forma adequada para o horizonte de planejamento. A atividade de destruição da linha está relacionada com o I.S. utilizado porque é através dele que a linha que deve ser destruída, em determinada iteração do processo, é escolhida. Quando nenhuma linha é proposta para ser destruída, o processo termina. Desta forma a cada iteração do processo, o AHE constrói essa solução para o problema retirando uma linha por vez do sistema. Essa estratégia é baseada no trabalho apresentado em (Wall *et al.*, 1979), porém com modificações em sua aplicação e com a apresentação de um I.S. diferente.

Os conjuntos dinâmicos que foram utilizados para a codificação do algoritmo são definidos como:

- a) Conjunto A: é a representação da topologia inicial do sistema. Representa todas as linhas construídas inicialmente no sistema;
- b) Conjunto B: representa todas as linhas que podem ser “destruídas” no sistema;
- c) Conjunto C: da mesma forma que o Conjunto A, o Conjunto C também representa todas as linhas construídas no sistema, porém ele é utilizado como lógica pelo algoritmo;
- d) Conjunto D: representa todas as linhas que foram “destruídas” (retiradas) do sistema.

Destes conjuntos, os conjuntos A, B e D têm a característica dinâmica, ou seja, sofrem modificações durante o processo iterativo, modificações estas relacionadas com as tomadas de decisão envolvidas no processo. Já o Conjunto C é utilizado na lógica para verificar se a linha indicada pelo I.S. adotado pelo algoritmo, em determinada iteração, pode ser retirada do Conjunto A.

Durante o processo iterativo, o algoritmo verifica se o Conjunto B é vazio. Se este for vazio, isto significa que não há mais linhas que podem ser “destruídas” (retiradas), e o processo iterativo termina, ou seja, foi encontrada uma solução para o problema. Se este conjunto não for vazio, o algoritmo utiliza I.S. para selecionar qual das linhas que fazem parte do Conjunto B que será retirada na iteração.

Durante esta atividade, cada linha presente no Conjunto B recebe um valor para o I.S. e baseando-se nestes valores, a linha que será retirada é escolhida.

Assim que uma linha é escolhida para ser retirada do sistema inicia-se uma outra atividade que consiste em determinar se a linha escolhida para ser retirada pode ser realmente retirada do sistema. Esta atividade é realizada através da verificação de violação de atendimento da demanda. Esta verificação é feita para todas as cargas previstas para o horizonte de planejamento. O algoritmo, nesta atividade, busca evitar que, com a retirada da linha proposta nesta iteração, alguma carga fique isolada no sistema, ou ocorram problemas de sobrecorrentes em trechos da linha, ou ainda que ocorram problemas com o perfil de tensão do sistema.

Levando em conta ao contido no parágrafo anterior, se a linha escolhida para ser retirada não puder ser destruída, será escolhida uma nova linha candidata e será aquela com o valor do I.S. imediatamente posterior aquela anteriormente escolhida. Este processo se repete sucessivamente até o momento que a linha escolhida puder ser retirada.

Na próxima subseção é apresentado o I.S. utilizado pelo AHE, e na sequência são apresentados o fluxograma para o algoritmo e um exemplo de aplicação ambos com a finalidade de tornar mais claro o modo operacional do algoritmo.

4.1.1 Indicador de Sensibilidade

Em cada passo de um AHC, o circuito que é escolhido é o mais interessante segundo algum critério baseado em um I.S., ou índice de desempenho. Baseando-se em diversos I.S. existentes, vários AHC podem ser implementados ou desenvolvidos, e assim, o modelo escolhido para resolver um determinado problema é quem define as diferenças entre os algoritmos heurísticos (Rider, 2006).

De forma análoga, um I.S. é uma medida que está relacionada com a variação da função objetivo do problema quando há algumas variações dos parâmetros do sistema, podendo representar desde a experiência do profissional que planeja o sistema, como as modificações de configuração do sistema corrente (Pereira & Pinto, 1985).

O I.S. adotado para o AHE possui duas características importantes:

- Para a estratégia utilizada pelo algoritmo, este tem a capacidade de indicar os caminhos mais adequados para a resolução do problema;
- A resposta do I.S. é de caráter local. Ele é utilizado para indicação da melhor possibilidade corrente para a configuração e não para a indicação da melhor possibilidade final, ou seja, não é a resposta de caráter global.

Para a determinação do valor correspondente ao I.S. de determinada linha candidata a ser retirada do sistema, o algoritmo leva em consideração o cálculo do Fluxo de Potência (FP) do sistema. Assim, para cada linha candidata a ser “destruída”, o valor do respectivo I.S. para

a linha é correspondente ao valor do FP ativa que atravessa essa linha e que é determinado pelo cálculo do FP do sistema.

Uma vez que seja estabelecido o valor do FP ativa que atravessa cada linha candidata a ser retirada do sistema na iteração, ou em outras palavras, uma vez que todos os valores de I.S. das linhas candidatas a serem “destruídas” do sistema na iteração são estabelecidos, deve-se escolher qual será efetivamente a linha escolhida para ser retirada na corrente iteração.

O cálculo dos I.S. e o critério para escolha da linha que será retirada em determinada iteração são representados através das seguintes expressões:

$$IS_n = Flup_n \quad (4.1)$$

$$IS_e = \min\{IS_n\} \quad (4.2)$$

Na expressão (4.1), IS_n representa o valor do I.S. para a “n” linha candidata a ser retirada na iteração e $Flup_n$ representa o valor do FP ativa que atravessa a respectiva linha.

A linha que é escolhida para ser retirada é aquela que estiver relacionada com o menor valor do I.S.. Neste sentido, será escolhida para ser retirada na iteração aquela linha candidata por onde passar o menor valor para o FP ativa, independente de sua orientação.

Na expressão (4.2), IS_e identifica o valor do I.S. da linha escolhida para ser retirada na iteração. Assim, a linha que será retirada será aquela relacionada com este valor de I.S..

A linha que foi escolhida para ser “destruída” do sistema na iteração deixa de fazer parte do Conjunto B. Assim, esta atualização é realizada no Conjunto B.

Ainda nesta iteração deve-se verificar se ocorre violação de atendimento da demanda provocado pela retirada da linha. Se isto ocorrer, antes de se iniciar a próxima iteração, a linha que foi escolhida também deve deixar de fazer parte do Conjunto A e é acrescentada ao Conjunto D. Assim, estas atualizações devem ser realizadas nestes conjuntos antes de se iniciar a próxima iteração.

Durante a execução do processo iterativo há a possibilidade de existirem redes malhadas (depende do sistema que está sendo resolvido). Assim os valores do FP ativa que são determinados para a composição do I.S., bem como as outras informações que são necessárias para o diagnosticar o estado da rede, são estabelecidos pela sub-rotina que calcula o FP baseando no método de *Newton Raphson*, apresentado no Capítulo 3.

4.1.2 Fluxograma

Para ilustrar a forma com que o AHE determina a solução, através da estratégia de solução implementada, é apresentado o fluxograma na Figura 4.1.

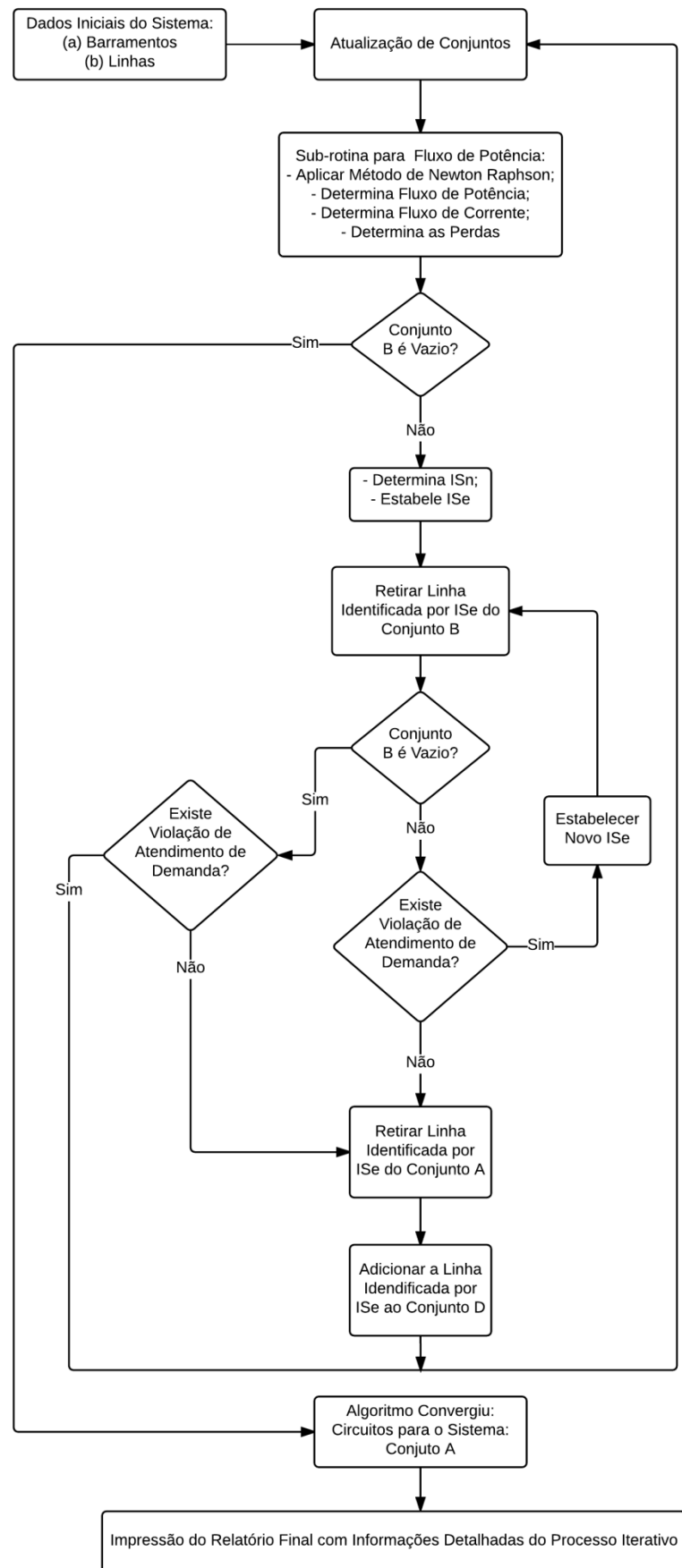


Figura 4.1: Fluxograma para o AHE

Neste fluxograma é possível ver todas as etapas que o algoritmo realiza para chegar à solução final desejada. Inicialmente o programa lê as variáveis do sistema, os dados das barras do sistema e das linhas que interligam essas barras. Com os quatros conjuntos atualizados, o algoritmo começa a solução construindo todas as linhas possíveis de conexão e executa-se o fluxo de potência para determinar algumas grandezas de interesse no sistema.

Na sequência, verifica-se se o Conjunto B possui linhas ainda dentro dele, e caso tenha, determina-se o IS, retira-se a linha pretendida e é feita a verificação de destruição da mesma. Podendo ser excluída a linha indicada, verifica-se se existe alguma violação de atendimento de demanda, e caso não haja, retira a linha indicada pelo I.S. do Conjunto A.

Assim é feita iteração por iteração até o momento em que o Conjunto B torna-se vazio. Quando não há mais opções de destruir linhas, é emitido o relatório final com os valores dos circuitos presentes no Conjunto A. No relatório são impressos todos os dados para verificação dos resultados, com o cálculo de todas as grandezas elétricas possíveis.

4.2 Exemplo de Aplicação do AHE

Nesta seção é apresentado um exemplo para ilustrar o funcionamento do AHE, o sistema utilizado para o teste com o algoritmo é semelhante ao apresentado por (Ponnavaikko *et al.*, 1987). A configuração das 9 barras e suas respectivas cargas são as mesmas apresentadas no artigo.

Originalmente esse sistema dispunha de duas subestações e o trabalho apresentado por eles propunha a otimização do sistema com a construção dessas novas subestações no melhor lugar para atender toda a demanda das cargas. Para o teste com o AHE foi realizado duas considerações sobre o sistema original. A primeira delas é que a subestação está conectada na barra 1, com uma capacidade máxima de 50 MVA e o sistema é alimentado com uma tensão de 33 kV. A segunda é que todas as linhas do sistema são linhas candidatas a serem destruídas. Os dados das barras podem ser vistos na Tabela 4.1 e as opções de ligação entre barra são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Dados dos Barramentos do Sistema de 9 Barras

Barra	S_D MVA	S^0 MVA
0	0,0	50,0
1	5,0	-
2	5,0	-
3	2,0	-
4	4,0	-

Barra	S_D kVA	S^0 kVA
5	3,0	-
6	3,0	-
7	5,0	-
8	6,0	-
-	-	-

Na Tabela 4.1 o S_D representa a potência a ser suprida em cada um dos barramentos e o símbolo S^0 representa a capacidade máxima de fornecimento

Tabela 4.2: Dados das Linhas do Sistema de 9 Barras

Barra De	Barra Para	Comp km	Barra De	Barra Para	Comp Km
0	1	10,0	1	4	8,0
0	2	12,0	1	5	16,0
0	4	13,0	1	6	14,0
0	6	10,0	2	3	15,0
0	8	16,0	4	5	14,0
1	2	10,0	6	7	12,0
1	3	16,0	-	-	-

Para a composição das linhas foi considerado condutores de alumínio 1/0 e as informações de capacidade, resistência, reatância e custo da linha, estão apresentados na Tabela 5.1, no Capítulo 5.

O algoritmo inicia o processo iterativo com todas as linhas que são possíveis de serem construídas no horizonte do planejamento, já construídas.

A Figura 4.2 representa todas as linhas que podem ser construídas no sistema, representadas por linhas tracejadas na figura. A Figura 4.3 representa a situação inicial para o algoritmo, com todas as linhas candidatas a adição já construídas e representadas por linhas contínuas na figura.

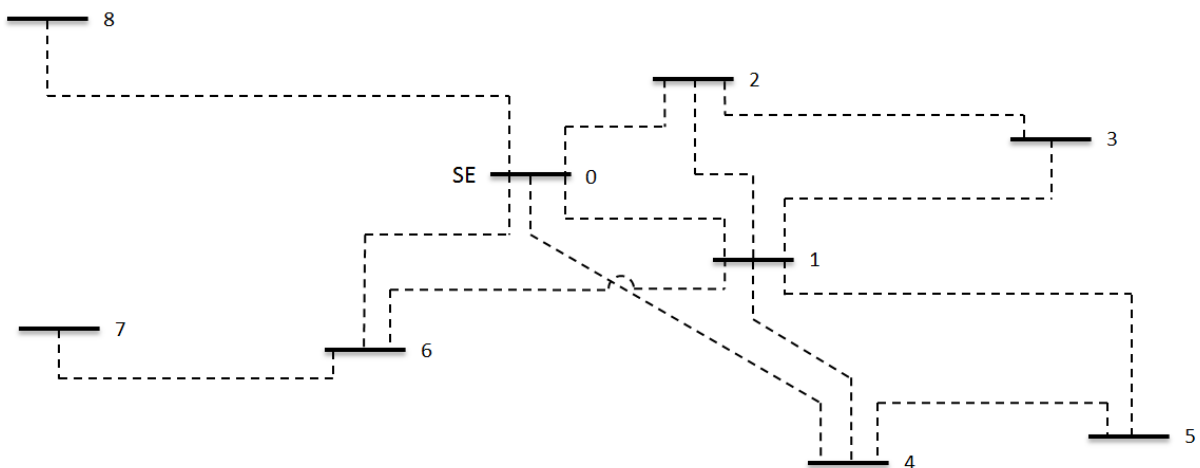


Figura 4.2: Linhas Candidatas a Adição.

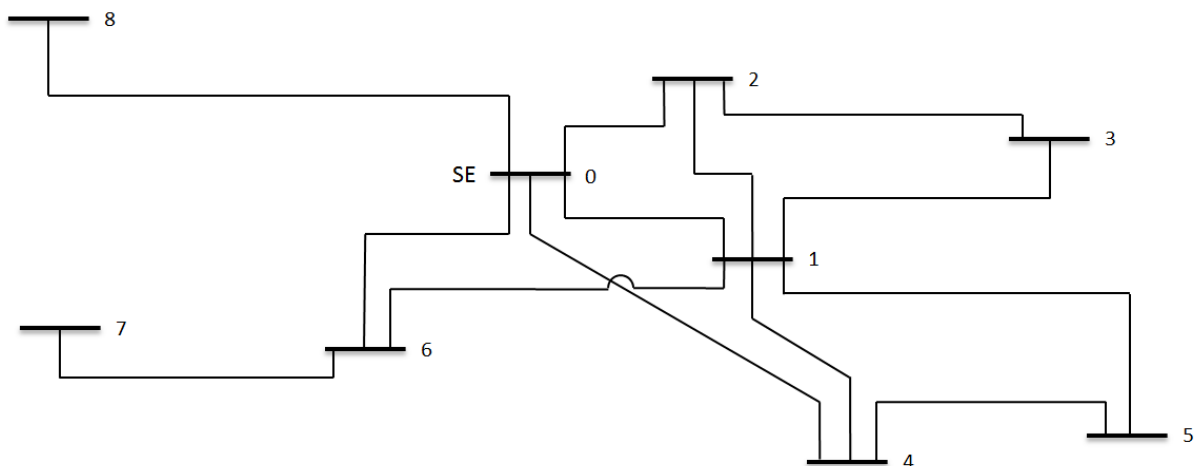


Figura 4.3: Todas as Linhas Adicionadas.

Com a topologia do sistema estabelecida para a iteração, pode-se observar que o sistema não é radial.

O algoritmo calcula o FP para a topologia corrente do sistema, a próxima atividade é verificar se existem linhas que são candidatas a serem retiradas do sistema (destruídas), assim verifica-se o Conjunto B.

Na primeira iteração do AHE, existem 13 opções de linhas para serem destruídas. Assim, são estabelecidos os valores para o I.S. relacionados a cada uma dessas linhas candidatas, com o resultado do cálculo do FP obtido. A Figura 4.4 ilustra a topologia do sistema para esta iteração associada com os valores de I.S.. Destes I.S. apresentados, aquele com o menor valor é o escolhido, identificando assim a linha que é candidata a ser retirada na iteração, de acordo com a expressão apresentada em (4.2).

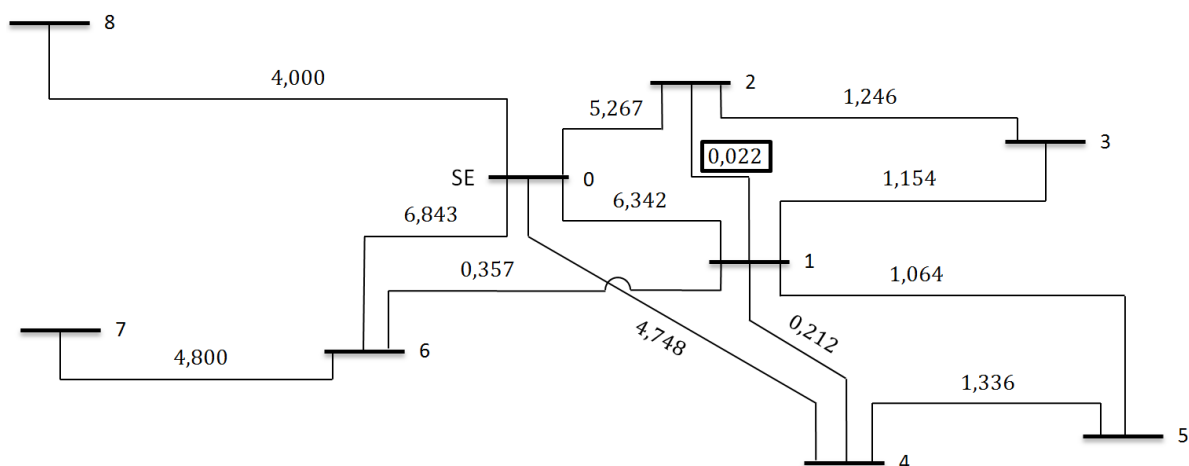


Figura 4.4: Indicadores de Sensibilidade para a 1ª iteração.

Assim, para esta primeira iteração, a linha escolhida para ser retirada ou destruída no sistema foi a linha (01-02). Antes de iniciar a próxima iteração, a próxima atividade do algoritmo é verificar se ocorre alguma violação de atendimento da demanda com a retirada dessa linha.

A Tabela 4.3 representa as linhas que, para esta iteração, fazem parte dos Conjuntos A, B e D. Lembrando que o Conjunto C, é um conjunto utilizado para verificação da lógica do programa, assim ele não se altera durante as iterações. Para a 1ª Iteração o Conjunto A e o Conjunto B são iguais, pois todas as linhas que foram construídas são linhas candidatas a serem destruídas. E como ainda não foi retirada nenhuma linha, o Conjunto D é vazio.

Tabela 4.3: Conjuntos para a 1ª Iteração

1ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	(00-01) (00-02)	-
(00-04) (00-06)	(00-04) (00-06)	
(00-08) (01-02)	(00-08) (01-02)	
(01-03) (01-04)	(01-03) (01-04)	
(01-05) (01-06)	(01-05) (01-06)	
(02-03) (04-05)	(02-03) (04-05)	
(06-07)	(06-07)	

Como não ocorre violação de atendimento da demanda com a retirada da linha escolhida, ela é retirada do Conjunto A, do Conjunto B e é adicionada ao Conjunto D.

Assim, os conjuntos são atualizados com estas modificações e a topologia do sistema é modificada para a iteração 2. A Figura 4.5 representa a nova configuração do sistema após a iteração 1, ou seja, após a retirada da linha (01-02).

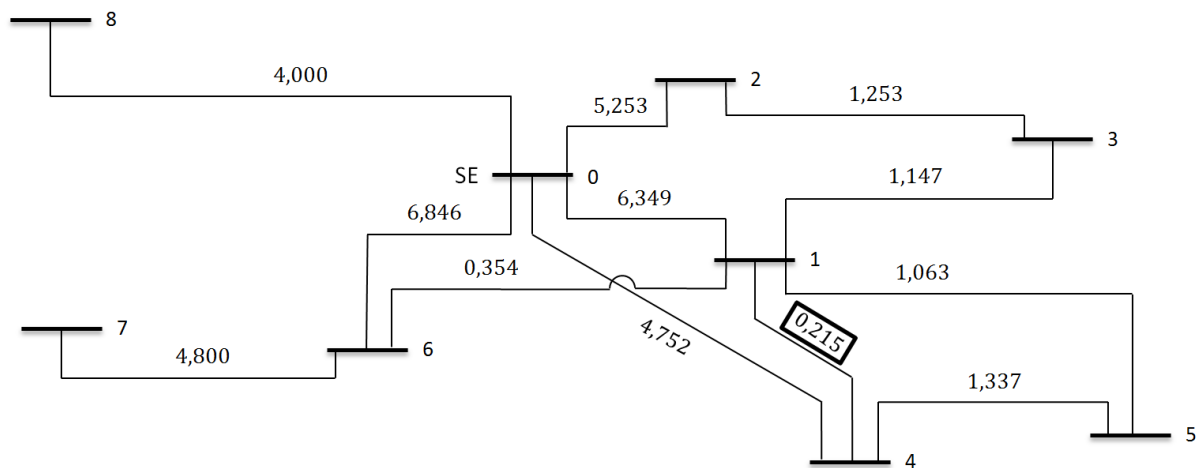


Figura 4.5: Configuração após a 1ª Iteração com os Novos Valores dos I.S..

A iteração 2 inicia com esta nova topologia para o sistema. É realizado o cálculo do FP e desta forma são estabelecidos os novos valores de I.S. para as linhas candidatas a serem destruídas nesta iteração. A próxima atividade do algoritmo é escolher a linha que será retirada na iteração e verificar se ocorre a violação de atendimento da demanda. De acordo com o resultado da verificação, os conjuntos dinâmicos são atualizados assim como a topologia do sistema.

A Tabela 4.4 representa os conjuntos para a 2ª iteração. Para essa iteração, a linha escolhida pelo I.S. da iteração passada foi atualizada no Conjunto D.

Tabela 4.4: Conjuntos para a 2ª Iteração

2ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	(00-01) (00-02)	(01-02)
(00-04) (00-06)	(00-04) (00-06)	
(00-08) (01-03)	(00-08) (01-03)	
(01-04) (01-05)	(01-04) (01-05)	
(01-06) (02-03)	(01-06) (02-03)	
(04-05) (06-07)	(04-05) (06-07)	

Nessa segunda iteração a linha escolhida para ser destruída é a linha (01-04), que após de verificada as condições de violação de atendimento de demanda, é retirada do conjunto das linhas construídas, atualizando os conjuntos A, B e D.

Assim, a Figura 4.6 representa a configuração corrente do sistema após a segunda iteração.

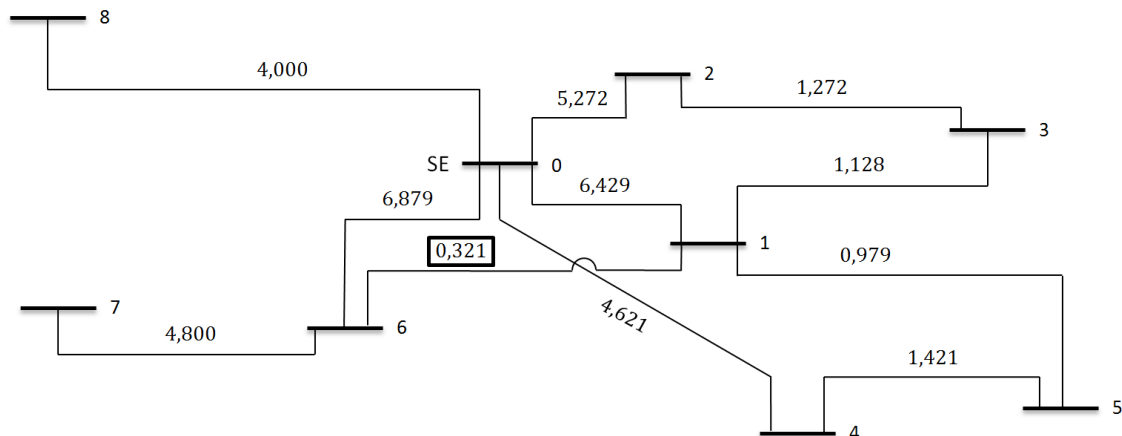


Figura 4.6: Configuração após a 2ª Iteração com os Novos Valores dos I.S..

Após a retirada da linha escolhida na segunda iteração, a terceira iteração começa com essa nova topologia. O FP é calculado e assim são obtidos os novos valores dos I.S. e assim é obtida uma nova linha candidata a ser destruída. E os conjuntos são atualizados, conforme apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Conjuntos para a 3ª Iteração

3ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	(00-01) (00-02)	(01-02) (01-04)
(00-04) (00-06)	(00-04) (00-06)	
(00-08) (01-03)	(00-08) (01-03)	
(01-05) (01-06)	(01-05) (01-06)	

(02-03) (04-05) (06-07)	(02-03) (04-05) (06-07)	
----------------------------	----------------------------	--

A linha escolhida nessa iteração para ser destruída é a linha (01-06), que após de verificar a violação das condições para atendimento das demandas é obtido uma nova configuração para o sistema que pode ser visto na Figura 4.7.

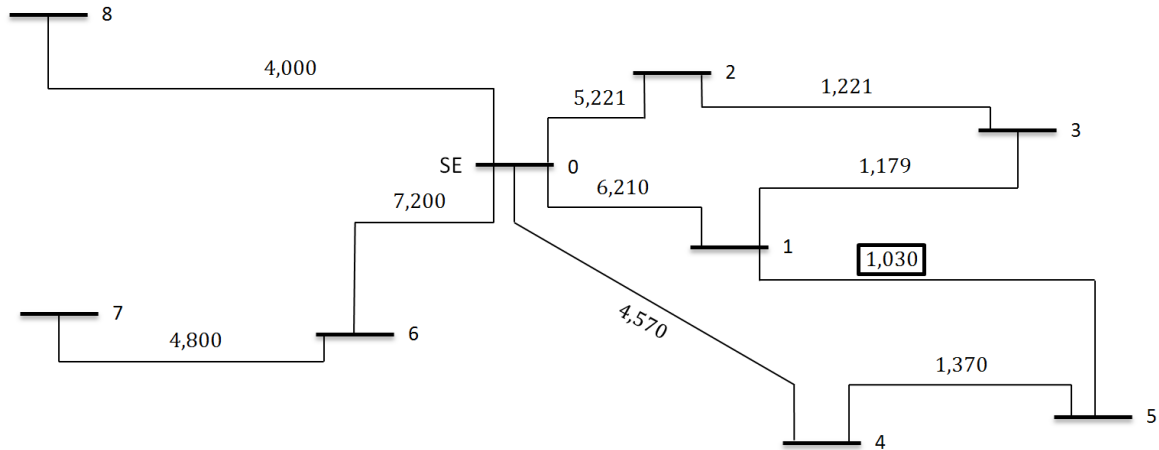


Figura 4.7: Configuração após a 3ª Iteração com os Novos Valores dos I.S..

Para a quarta iteração os conjuntos são novamente atualizados, conforme a Tabela 4.6. Como ainda possui linhas candidatas a serem retiradas, o algoritmo continua calculando o FP e estabelecendo os valores para o fluxo de potência ativa de cada linha candidata.

Tabela 4.6: Conjuntos para a 4ª Iteração

4ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	(00-01) (00-02)	(01-02) (01-04) (01-06)
(00-04) (00-06)	(00-04) (00-06)	
(00-08) (01-03)	(00-08) (01-03)	
(01-05) (02-03)	(01-05) (02-03)	
(04-05) (06-07)	(04-05) (06-07)	

Ao escolher a linha (01-05) para ser retirada, é verificado se há alguma violação de atendimento de demanda, como não há nenhuma restrição na retirada dessa linha, pode-se passar para a próxima iteração. A Figura 4.8 representa a nova configuração com a linha escolhida já retirada.

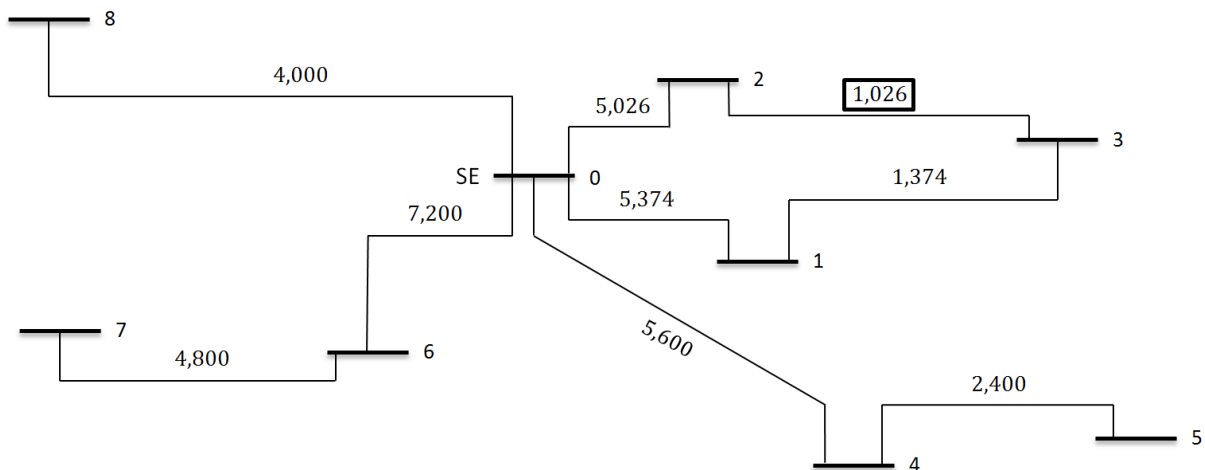


Figura 4.8: Configuração após a 4ª Iteração com os Novos Valores dos I.S..

Com os novos valores dos I.S. os conjuntos dinâmicos são atualizados. A Tabela 4.7 representa as linhas contidas em cada um dos conjuntos para essa quinta iteração.

Tabela 4.7: Conjuntos para a 5ª Iteração

5ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	(00-01) (00-02)	
(00-04) (00-06)	(00-04) (00-06)	
(00-08) (01-03)	(00-08) (01-03)	(01-02) (01-04)
(02-03) (04-05)	(02-03) (04-05)	(01-06) (01-05)
(06-07)	(06-07)	

Nesta quinta iteração a linha com o menor valor do FP ativa é a linha (02-03), que é a escolhida para ser retirada no sistema. Após a verificação de atendimento das demandas essa linha é removida e assim é obtido o sistema que pode ser visto na Figura 4.9.

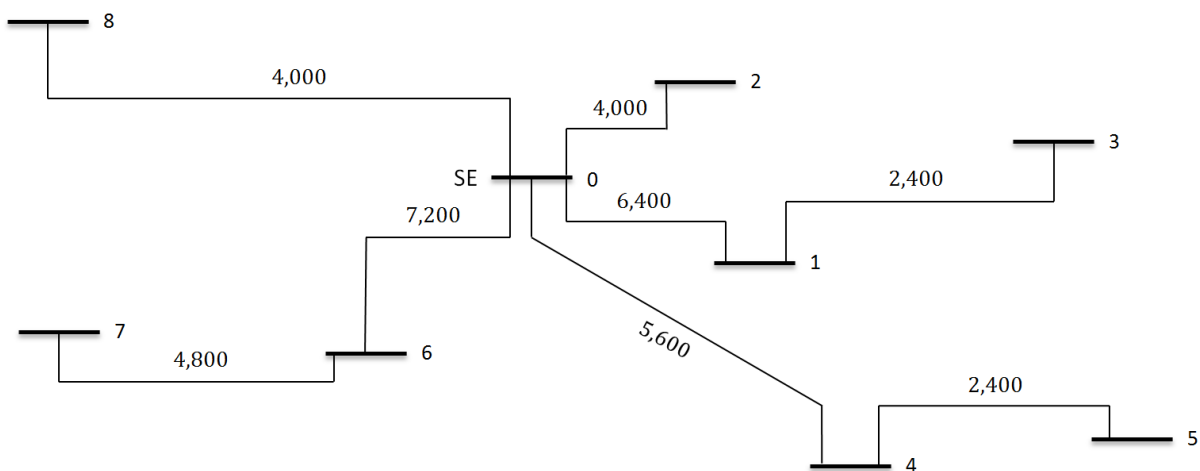


Figura 4.9: Configuração após a 5ª Iteração com os Novos Valores dos I.S..

Assim os conjuntos são atualizados para a 6ª iteração, conforme pode ser visto na Tabela 4.8. Como o Conjunto B ainda possui linhas candidatas a serem retiradas, o algoritmo continua verificando se é possível remover mais alguma linha desse conjunto.

Tabela 4.8: Conjuntos para a 6ª Iteração

6ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	(00-01) (00-02)	(01-02) (01-04) (01-06) (01-05) (02-03)
(00-04) (00-06)	(00-04) (00-06)	
(00-08) (01-03)	(00-08) (01-03)	
(04-05) (06-07)	(04-05) (06-07)	

Apesar de o sistema atingir a condição de radialidade, ou seja, a quantidade de linhas de interligação for igual ao número de barras menos um, o fato de ainda ter linhas no Conjunto B faz com que o algoritmo continue procurando mais alguma linha para ser retirada do sistema.

Com os valores dos I.S. da Figura 4.9 o algoritmo testa a com o menor valor para ser retirada do sistema, a linha (01-03) é escolhida para ser destruída. Ao remover essa linha, a barra 3 ficará ilhada no sistema, e violará uma das condições de atendimento de demanda. Assim não é possível remover essa linha, e o algoritmo passa então para o próximo valor de I.S..

A próxima linha candidata é a linha (04-05), que também ao ser removida irá isolar uma barra do sistema. Esse processo iterativo se repete até que o algoritmo encontre alguma linha que não viole as condições de atendimento de demanda ou até que o Conjunto B esteja vazio, não sendo possível destruir mais nenhuma linha do sistema.

Para essa iteração, o algoritmo irá percorrer todas as linhas candidatas a serem retiradas e não irá encontrar nenhuma opção. Desse modo, os conjuntos vão se atualizando até que o sistema encontre uma topologia final para o horizonte de planejamento estabelecido. A Tabela 4.9 mostra como ficaram os conjuntos para esse sistema.

Tabela 4.9: Conjuntos Finais do Sistema de 9 Barras

7ª Iteração		
Conjunto A	Conjunto B	Conjunto D
(00-01) (00-02)	-	(01-02) (01-04)
(00-04) (00-06)		(01-06) (01-05)
(00-08) (01-03)		(02-03)
(04-05) (06-07)		

Como não há mais linhas possíveis de serem destruídas do sistema, no caso o Conjunto B está vazio, o algoritmo encontrou a solução final e essa topologia pode ser vista na Figura 4.10. As linhas que sobraram no sistema são as linhas representadas pelo Conjunto A, que

formam a topologia final vista abaixo, e as linhas que foram removidas são representadas pelo Conjunto D.

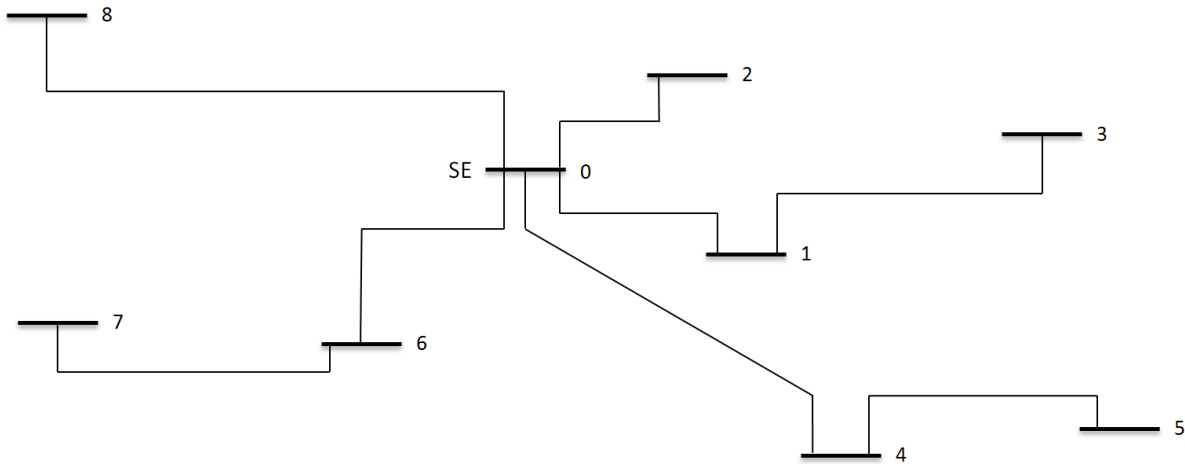


Figura 4.10: Configuração Final para o Sistema de 9 Barras Usando o AHE.

Após o algoritmo verificar que não há mais opções de retirada de linha, é apresentado um relatório com os dados dos conjuntos finais, o total de perdas ativas das linhas, o custo de implementação dessa configuração e todos os dados referentes ao FP.

Com os dados do relatório o operador de planejamento da expansão dos sistemas de distribuição tem a capacidade de realizar a tomada de decisão necessária para essa configuração, sendo que os dados são visualizados tanto nas suas unidades básicas como também em por unidade (Pu).

4.3 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo fez uma descrição do AHE implementado. Foi apresentada a lógica adotada para a implementação, mostrando a utilização do conceito de Conjuntos Dinâmicos na busca pela solução do problema.

Foi apresentado que o AHE não utiliza os resultados obtidos através de um modelo matemático composto por uma função objetivo e restrições para compor seu I.S. e assim auxilia-lo no processo de decisão. A estratégia apresentada foi utilizar os resultados obtidos através da utilização de uma sub-rotina que tem a capacidade de calcular o FP, para assim estabelecer o I.S., auxiliando dessa maneira no processo de tomada de decisão do algoritmo.

Dentro da estrutura do AHE, assim como em qualquer AHC, o I.S. é um instrumento de grande relevância, isto porque é através de valores estabelecidos por ele que o AHE escolhe qual linha deverá ser retirada em cada iteração, até se estabelecer a solução. Um indicador deste mal determinado pode levar um AHC a estabelecer uma solução muito longe da melhor solução para o problema ou até pode contribuir para a não convergência do processo.

Também foi apresentada a aplicação do AHE em um sistema teste e os resultados que foram obtidos com sua aplicação, auxiliando na compreensão da lógica utilizada na implementação do algoritmo.

Capítulo 5

Testes e Resultados

Neste capítulo é apresentada a aplicação do AHE descrito no capítulo anterior, em sistemas testes presentes na literatura especializada. Para a aplicação, o algoritmo foi implementado na versão estudantil do *software* GAMS (*Gams Development Corporation*, 2014).

Na sequência são apresentados os sistemas testes utilizados para a aplicação, os respectivos resultados que foram obtidos, uma análise destes resultados e as considerações finais do capítulo.

5.1 Sistema de 23 Barras

O primeiro sistema teste utilizado para a aplicação do algoritmo foi o sistema de 23 barras presentes em (Gomes *et al.*, 2005; Lavorato *et al.*, 2010; Rocha *et al.*, 2012; Rocha & Mendonça, 2013).

O sistema é alimentado com tensão de 34,5 kV, com operação permitida entre 33,465 kV e 35,535 kV. Considerando a sua configuração, este possui 21 barramentos com carga e uma subestação com capacidade de 10 MVA. Originalmente, a barra 2 do sistema está sem carga.

A Figura 5.1 apresentada a seguir ilustra a configuração do sistema com as opções para destruição de linhas, sendo representadas por linhas tracejadas, onde a subestação está localizada na barra 1.

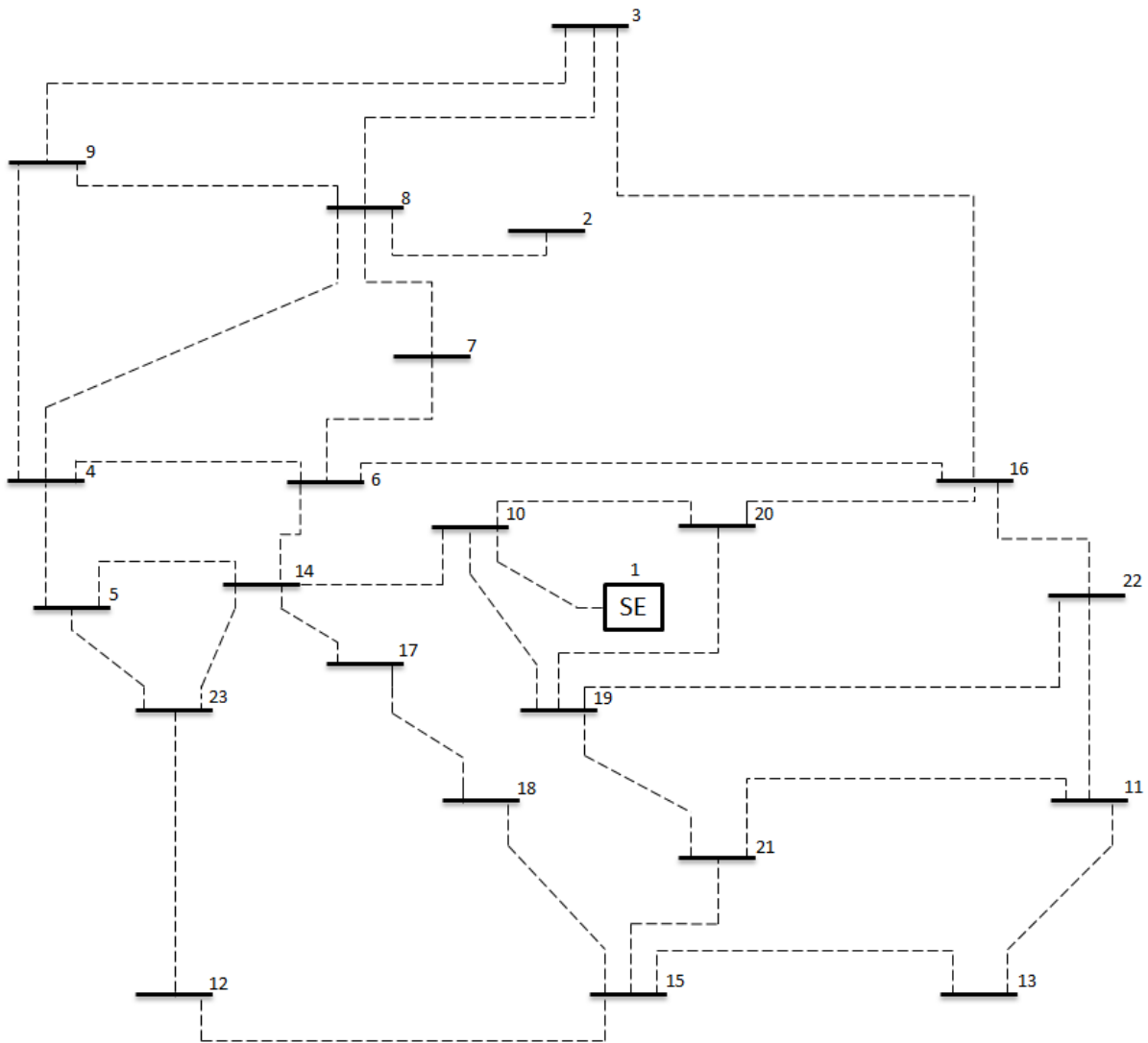


Figura 5.1: Sistema de 23 Barras – Opções de Linhas Candidatas.

Para a composição das linhas foi considerado condutores de alumínio 1/0. A Tabela 5.1 apresenta os dados para este tipo de condutor.

Tabela 5.1: Dados do Tipo de Condutor Disponível.

Tipo	Capacidade A	Resistência Ω/km	Reatância Ω/km	Custo US\$/km
1/0	230	0,6045	0,429	10000

Os dados dos barramentos e das linhas para este sistema estão representados nas Tabela 5.2 e Tabela 5.3 foram reproduzidos de (Oliveira, 2010; Rocha *et al.*, 2012; Mendonça, 2014).

As demandas para os 21 barramentos de carga foram consideradas com um fator de potência de 0,9.

Tabela 5.2: Dados dos Barramentos do Sistema de 23 Barras.

Barra	S_D kVA	S^0 kVA	Barra	S_D kVA	S^0 kVA
1	0,0	10000	13	320,0	-
2	0,0	-	14	320,0	-
3	640,0	-	15	320,0	-
4	320,0	-	16	320,0	-
5	320,0	-	17	320,0	-
6	320,0	-	18	320,0	-
7	320,0	-	19	320,0	-
8	320,0	-	20	320,0	-
9	320,0	-	21	320,0	-
10	320,0	-	22	320,0	-
11	320,0	-	23	320,0	-
12	320,0	-	-	-	-

Na Tabela 5.2 o S_D representa a potência a ser suprida em cada um dos barramentos e o símbolo S^0 representa a capacidade máxima de fornecimento. A unidade para a representação de ambos foi o kVA.

Tabela 5.10: Dados das Linhas do Sistema de 23 Barras.

Barra De	Barra Para	Comp km	Barra De	Barra Para	Comp Km
1	10	0,20209	10	20	0,69728
2	8	0,07560	11	13	0,50527
3	8	2,70790	11	21	0,63941
3	9	1,82020	11	22	0,69245
3	16	4,22370	12	15	0,98085
4	5	0,94020	12	23	0,67855
4	6	1,50170	13	15	0,62291
4	8	2,30530	14	17	0,44821
4	9	3,44790	14	23	0,48604
5	14	1,01620	15	18	0,57114
5	23	0,64091	15	21	0,60687
6	7	0,81807	16	20	0,50185
6	14	0,81772	16	22	0,94829
6	16	1,17520	17	18	0,44113
7	8	0,68661	19	20	0,73027
8	9	2,05670	19	21	0,55500
10	14	0,42971	19	22	0,58266
10	19	0,59489	-	-	-

A Tabela 5.3 é possível ver o comprimento das linhas que interligam cada uma das barras do sistema. Esse dado é representado por “Comp” na tabela.

5.1.1 Resultado Para o Sistema de 23 Barras

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com a aplicação do AHE para solucionar o problema considerando o Sistema de 23 barras. O indicador de sensibilidade usado foi o estabelecido através das equações (4.1) e (4.2). A maneira escolhida para a apresentação dos resultados obtidos foi a de mostrar a solução construída pano a pano, ou iteração por iteração.

A seguir é apresentada a Tabela 5.4. Nesta tabela, esta representada o conjunto dos circuitos identificados como interessantes pelo algoritmo (linhas candidatas) para serem destruídas, a linha escolhida para sofrer a ação, a ação identificada pelo algoritmo, e o custo do sistema com a aplicação da ação. Todas estas informações foram organizadas nesta tabela em ordem “por iteração” do algoritmo.

Tabela 5.4: Resultado do Processo Iterativo – Sistema 23 Barras.

Iter	<i>ISn</i> (Linhas Candidatas)	Linha. Esc.	Ação	Custo Sistema <i>US\$(10³)</i>
1	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348283; ISn ₀₂₋₀₈ = 7,9177E-7; ISn ₀₃₋₀₈ = 139006; ISn ₀₃₋₀₉ = 56059; ISn ₀₄₋₀₅ = 473774; ISn ₀₄₋₀₆ = 221088; ISn ₀₄₋₀₈ = 196117; ISn ₀₄₋₀₉ = 210745; ISn ₀₆₋₀₇ = 652691; ISn ₀₇₋₀₈ = 364472; ISn ₀₈₋₀₉ = 133437; ISn ₀₃₋₁₆ = 380934; ISn ₀₅₋₁₄ = 515743; ISn ₀₆₋₁₄ = 779630; ISn ₀₆₋₁₆ = 382195; ISn ₁₀₋₁₄ = 2959460; ISn ₁₁₋₁₃ = 237908; ISn ₁₂₋₁₅ = 68432; ISn ₁₃₋₁₅ = 50109; ISn ₁₄₋₁₇ = 619288; ISn₁₅₋₁₈= 43149 ; ISn ₁₇₋₁₈ = 331180; ISn ₀₅₋₂₃ = 246164; ISn ₁₀₋₁₉ = 1720378; ISn ₁₀₋₂₀ = 1375335; ISn ₁₁₋₂₁ = 205745; ISn ₁₁₋₂₂ = 320163; ISn ₁₂₋₂₃ = 219567; ISn ₁₄₋₂₃ = 753950; ISn ₁₅₋₂₁ = 363397; ISn ₁₆₋₂₀ = 998000; ISn ₁₆₋₂₂ = 53624; ISn ₁₉₋₂₀ = 88188; ISn ₁₉₋₂₁ = 857466; ISn ₁₉₋₂₂ = 661994;	(02-08) (15-18)	<i>Não retirada</i> <i>Retirada</i>	355,7764
2	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348285; ISn ₀₃₋₀₈ = 139548; ISn ₀₃₋₀₉ = 56618; ISn ₀₄₋₀₅ = 474469; ISn ₀₄₋₀₆ = 221050; ISn ₀₄₋₀₈ = 196433; ISn ₀₄₋₀₉ = 211086; ISn ₀₆₋₀₇ = 653137; ISn ₀₇₋₀₈ = 364917; ISn ₀₈₋₀₉ = 133655;	(13-15)	<i>Retirada</i>	349,5473

	ISn ₀₃₋₁₆ = 379833; ISn ₀₅₋₁₄ = 520023; ISn ₀₆₋₁₄ = 785817; ISn ₀₆₋₁₆ = 376417; ISn ₁₀₋₁₄ = 2940415; ISn ₁₁₋₁₃ = 247156; ISn ₁₂₋₁₅ = 51174; ISn₁₃₋₁₅= 40862 ; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 242579; ISn ₁₀₋₁₉ = 1733932; ISn ₁₀₋₂₀ = 1380829; ISn ₁₁₋₂₁ = 205226; ISn ₁₁₋₂₂ = 329930; ISn ₁₂₋₂₃ = 236825; ISn ₁₄₋₂₃ = 767633; ISn ₁₅₋₂₁ = 380039; ISn ₁₆₋₂₀ = 997695; ISn ₁₆₋₂₂ = 47043 ISn ₁₉₋₂₀ = 93979; ISn ₁₉₋₂₁ = 873604; ISn ₁₉₋₂₂ = 665184;			
3	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348287; ISn ₀₃₋₀₈ = 139821; ISn ₀₃₋₀₉ = 56980; ISn ₀₄₋₀₅ = 476042; ISn ₀₄₋₀₆ = 220241; ISn ₀₄₋₀₈ = 196876; ISn ₀₄₋₀₉ = 211407; ISn ₀₆₋₀₇ = 653009; ISn ₀₇₋₀₈ = 364798; ISn ₀₈₋₀₉ = 133696; ISn ₀₃₋₁₆ = 379198; ISn ₀₅₋₁₄ = 518832; ISn ₀₆₋₁₄ = 787630; ISn ₀₆₋₁₆ = 373666; ISn ₁₀₋₁₄ = 2934890; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₂₋₁₅ = 60073; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 245344; ISn ₁₀₋₁₉ = 1737252; ISn ₁₀₋₂₀ = 1383036; ISn ₁₁₋₂₁ = 232336; ISn ₁₁₋₂₂ = 343689; ISn ₁₂₋₂₃ = 227926; ISn ₁₄₋₂₃ = 761494; ISn ₁₅₋₂₁ = 380075; ISn ₁₆₋₂₀ = 999303; ISn₁₆₋₂₂= 42047 ; ISn ₁₉₋₂₀ = 94575; ISn ₁₉₋₂₁ = 868743; ISn ₁₉₋₂₂ = 673956;	(16-22)	<i>Retirada</i>	340,0644
4	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348290; ISn ₀₃₋₀₈ = 140792; ISn₀₃₋₀₉= 58146 ; ISn ₀₄₋₀₅ = 479839; ISn ₀₄₋₀₆ = 218523; ISn ₀₄₋₀₈ = 198034; ISn ₀₄₋₀₉ = 212328; ISn ₀₆₋₀₇ = 653068; ISn ₀₇₋₀₈ = 364848; ISn ₀₈₋₀₉ = 133942; ISn ₀₃₋₁₆ = 377060; ISn ₀₅₋₁₄ = 519492; ISn ₀₆₋₁₄ = 795970; ISn ₀₆₋₁₆ = 363667; ISn ₁₀₋₁₄ = 2941148; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₂₋₁₅ = 65971; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 248483; ISn ₁₀₋₁₉ = 1722025; ISn ₁₀₋₂₀ = 1392008; ISn ₁₁₋₂₁ = 22109; ISn ₁₁₋₂₂ = 354936; ISn ₁₂₋₂₃ = 222028; ISn ₁₄₋₂₃ = 758734; ISn ₁₅₋₂₁ = 353974; ISn ₁₆₋₂₀ = 1029204; ISn ₁₉₋₂₀ = 73617; ISn ₁₉₋₂₁ = 863392; ISn ₁₉₋₂₂ = 643142;	(03-09)	<i>Retirada</i>	321,8624
5	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348300; ISn ₀₃₋₀₈ = 178717; ISn ₀₄₋₀₅ = 470877; ISn ₀₄₋₀₆ = 210379; ISn ₀₄₋₀₈ = 201301; ISn ₀₄₋₀₉ = 191955;	(12-15)	<i>Retirada</i>	312,053

	ISn ₀₆₋₀₇ = 649940; ISn ₀₇₋₀₈ = 361722; ISn ₀₈₋₀₉ = 96136; ISn ₀₃₋₁₆ = 397282; ISn ₀₅₋₁₄ = 515249; ISn ₀₆₋₁₄ = 795348; ISn ₀₆₋₁₆ = 353012; ISn ₁₀₋₁₄ = 2933623; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn₁₂₋₁₅= 63890 ; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 243759; ISn ₁₀₋₁₉ = 1723870; ISn ₁₀₋₂₀ = 1397698; ISn ₁₁₋₂₁ = 221558; ISn ₁₁₋₂₂ = 354468; ISn ₁₂₋₂₃ = 224109; ISn ₁₄₋₂₃ = 756089; ISn ₁₅₋₂₁ = 351892; ISn ₁₆₋₂₀ = 1038807; ISn ₁₉₋₂₀ = 69691; ISn ₁₉₋₂₁ = 861777; ISn ₁₉₋₂₂ = 642674;			
6	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348310; ISn ₀₃₋₀₈ = 176348; ISn ₀₄₋₀₅ = 462395; ISn ₀₄₋₀₆ = 215339; ISn ₀₄₋₀₈ = 198819; ISn ₀₄₋₀₉ = 190915; ISn ₀₆₋₀₇ = 651090; ISn ₀₇₋₀₈ = 362872; ISn ₀₈₋₀₉ = 97175; ISn ₀₃₋₁₆ = 399651; ISn ₀₅₋₁₄ = 525279; ISn ₀₆₋₁₄ = 788954; ISn ₀₆₋₁₆ = 365520; ISn ₁₀₋₁₄ = 2982744; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 225243; ISn ₁₀₋₁₉ = 1683824; ISn ₁₀₋₂₀ = 1388632; ISn ₁₁₋₂₁ = 235920; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 801495; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 1053695; ISn₁₉₋₂₀= 45741 ; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;	(19-20)	<i>Retirada</i>	304,7512
7	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348313; ISn ₀₃₋₀₈ = 174938; ISn ₀₄₋₀₅ = 459749; ISn ₀₄₋₀₆ = 216668; ISn ₀₄₋₀₈ = 197891; ISn ₀₄₋₀₉ = 190526; ISn ₀₆₋₀₇ = 650995; ISn ₀₇₋₀₈ = 362777; ISn₀₈₋₀₉= 97564 ; ISn ₀₃₋₁₆ = 401061; ISn ₀₅₋₁₄ = 523887; ISn ₀₆₋₁₄ = 781741; ISn ₀₆₋₁₆ = 373967; ISn ₁₀₋₁₄ = 2972860; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 223987; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729623; ISn ₁₀₋₂₀ = 1352719; ISn ₁₁₋₂₁ = 235920; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 800239; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 1063561; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;	(08-09)	<i>Retirada</i>	284,1842
8	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348352; ISn ₀₃₋₀₈ = 183885; ISn ₀₄₋₀₅ = 481679; ISn ₀₄₋₀₆ = 245863; ISn₀₄₋₀₈= 151363 ; ISn ₀₄₋₀₉ = 288180; ISn ₀₆₋₀₇ = 608849; ISn ₀₇₋₀₈ = 320658; ISn ₀₃₋₁₆ = 392114; ISn ₀₅₋₁₄ = 535424; ISn ₀₆₋₁₄ = 767685; ISn ₀₆₋₁₆ = 375084;	(04-08)	<i>Retirada</i>	261,1312

	ISn ₁₀₋₁₄ = 2980763; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 234392; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729623; ISn ₁₀₋₂₀ = 1344857; ISn ₁₁₋₂₁ = 235920; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 810651; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 1055712; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;			
9	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348416; ISn₀₃₋₀₈= 157361 ; ISn ₀₄₋₀₅ = 416776; ISn ₀₄₋₀₆ = 159403; ISn ₀₄₋₀₉ = 288180; ISn ₀₆₋₀₇ = 733766; ISn ₀₇₋₀₈ = 445489; ISn ₀₃₋₁₆ = 418638; ISn ₀₅₋₁₄ = 501279; ISn ₀₆₋₁₄ = 809386; ISn ₀₆₋₁₆ = 371808; ISn ₁₀₋₁₄ = 2957480; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 203600; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729623; ISn ₁₀₋₂₀ = 1368204; ISn ₁₁₋₂₁ = 235920; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 779838; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 1079016; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;	(03-08)	<i>Retirada</i>	234,0522
10	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348562; ISn ₀₄₋₀₅ = 405211; ISn₀₄₋₀₆= 170969 ; ISn ₀₄₋₀₉ = 288180; ISn ₀₆₋₀₇ = 576206; ISn ₀₇₋₀₈ = 288035; ISn ₀₃₋₁₆ = 576000; ISn ₀₅₋₁₄ = 495195; ISn ₀₆₋₁₄ = 767296; ISn ₀₆₋₁₆ = 267907; ISn ₁₀₋₁₄ = 2903692; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 198113; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729623; ISn ₁₀₋₂₀ = 1422136; ISn ₁₁₋₂₁ = 235920; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 774347; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 1132845; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;	(04-06)	<i>Retirada</i>	219,0352
11	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348628; ISn ₀₄₋₀₅ = 576180; ISn ₀₄₋₀₉ = 288180; ISn ₀₆₋₀₇ = 576206; ISn ₀₇₋₀₈ = 288035; ISn ₀₃₋₁₆ = 576000; ISn ₀₅₋₁₄ = 585145; ISn ₀₆₋₁₄ = 634884; ISn₀₆₋₁₆= 229322 ; ISn ₁₀₋₁₄ = 2942433; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 279231; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729623; ISn ₁₀₋₂₀ = 1383462; ISn ₁₁₋₂₁ = 235920; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 774347; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 1094246; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;	(06-16)	<i>Retirada</i>	207,2832
12	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348749; ISn ₀₄₋₀₅ = 576180;	(11-21)	<i>Retirada</i>	200,8891

	ISn ₀₄₋₀₉ = 288180; ISn ₀₆₋₀₇ = 576207; ISn ₀₇₋₀₈ = 288035; ISn ₀₃₋₁₆ = 576000; ISn ₀₅₋₁₄ = 585145; ISn ₀₆₋₁₄ = 864207; ISn ₁₀₋₁₄ = 3172312; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn ₀₅₋₂₃ = 279231; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729623; ISn ₁₀₋₂₀ = 1153703; ISn₁₁₋₂₁= 235920 ; ISn ₁₁₋₂₂ = 340105; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 855522; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 864884; ISn ₁₉₋₂₁ = 812205; ISn ₁₉₋₂₂ = 628300;			
13	ISn ₀₁₋₁₀ = 6348836; ISn ₀₄₋₀₅ = 576180; ISn ₀₄₋₀₉ = 288180; ISn ₀₆₋₀₇ = 576207; ISn ₀₇₋₀₈ = 288035; ISn ₀₃₋₁₆ = 576000; ISn ₀₅₋₁₄ = 585145; ISn ₀₆₋₁₄ = 864207; ISn ₁₀₋₁₄ = 3172312; ISn ₁₁₋₁₃ = 288026; ISn ₁₄₋₁₇ = 576116; ISn ₁₇₋₁₈ = 288023; ISn₀₅₋₂₃= 279231 ; ISn ₁₀₋₁₉ = 1729710; ISn ₁₀₋₂₀ = 1153703; ISn ₁₁₋₂₂ = 576026; ISn ₁₂₋₂₃ = 288000; ISn ₁₄₋₂₃ = 855522; ISn ₁₅₋₂₁ = 288000; ISn ₁₆₋₂₀ = 864884; ISn ₁₉₋₂₁ = 576147; ISn ₁₉₋₂₂ = 864444;	(05-23)	<i>Retirada</i>	194,4800
14	ISn₀₁₋₁₀= 6348942; ISn₀₄₋₀₅= 576180; ISn₀₄₋₀₉= 288180; ISn₀₆₋₀₇= 576207; ISn₀₇₋₀₈= 288035; ISn₀₃₋₁₆= 576000; ISn₀₅₋₁₄= 864377; ISn₀₆₋₁₄= 864207; ISn₁₀₋₁₄= 3172418; ISn₁₁₋₁₃= 288026; ISn₁₄₋₁₇= 576116; ISn₁₇₋₁₈= 288023; ISn₁₀₋₁₉= 1729710; ISn₁₀₋₂₀= 1153703; ISn₁₁₋₂₂= 576026; ISn₁₂₋₂₃= 288000; ISn₁₄₋₂₃= 576136; ISn₁₅₋₂₁= 288000; ISn₁₆₋₂₀= 864884; ISn₁₉₋₂₁= 576147; ISn₁₉₋₂₂= 864444;	(15-21) (12-23) (17-18) (11-13) (07-08) (04-09) (03-16) (11-22) (14-17) (14-23) (19-21) (04-05) (06-07) (06-14) (05-14) (19-22) (16-20) (10-20) (10-19) (10-14) (01-10)	<i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i> <i>Não retirada</i>	
	Não há mais circuitos para serem retirados			194,4800

A Figura 5.2 apresentada a seguir representa a topologia final determinada para o Sistema de 23 Barras após a aplicação do algoritmo.

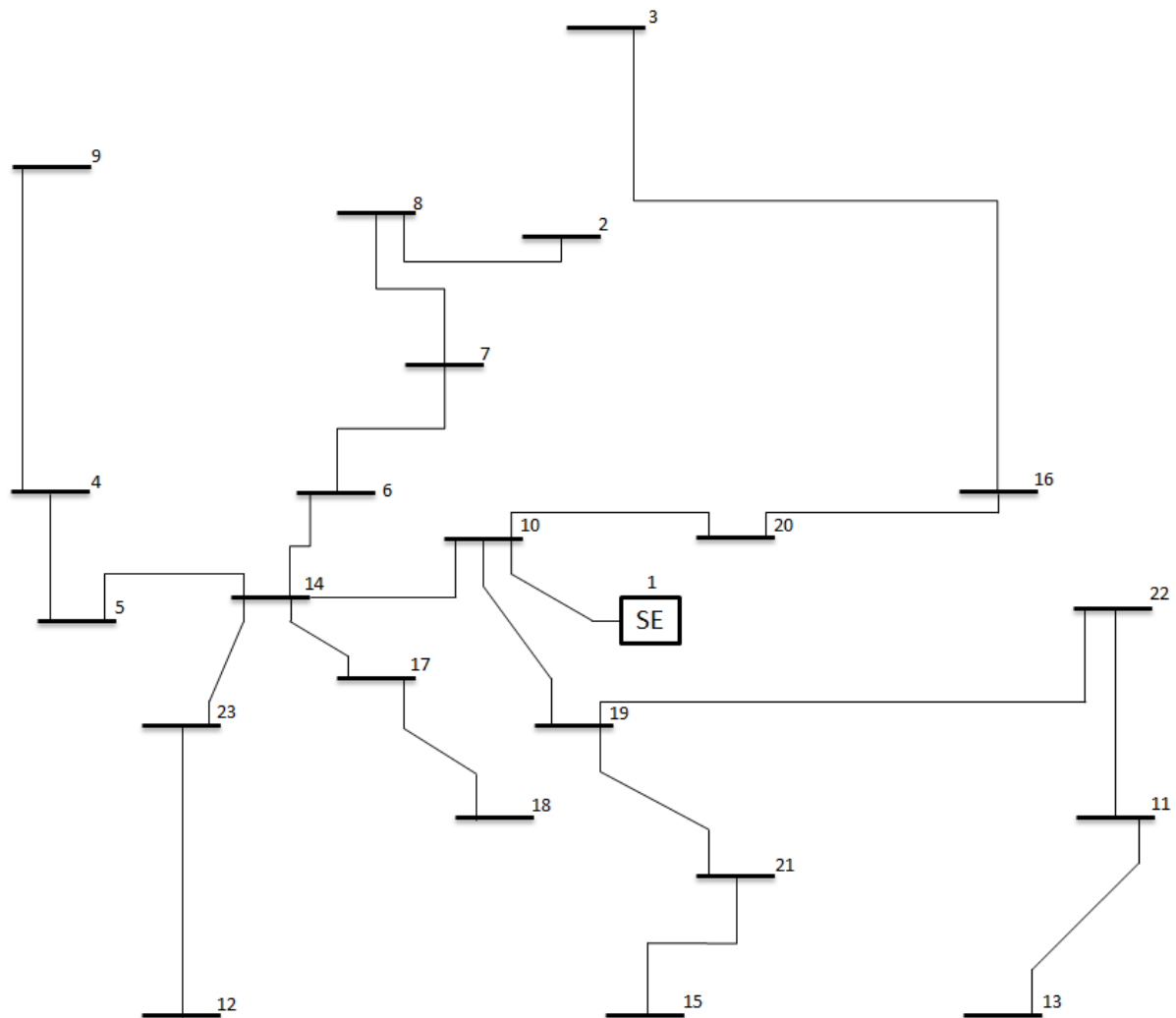


Figura 5.2: Sistema de 23 Barras – Topologia Final.

5.1.2 Análise dos Resultados do Sistema de 23 Barras

Através da Tabela 5.4 pode-se verificar que o custo do sistema é reduzido a cada iteração. No início do processo iterativo, o custo total do sistema é US\$ 361.487,80 e com o passar das iterações esse valor vai diminuindo até chegar ao custo total da topologia proposta de US\$ 194.480,00.

A topologia radial é estabelecida na ultima iteração, no momento em que não é mais possível destruir linhas. O tempo de processamento para a determinação desta configuração foi de 0,016 segundos.

Na penúltima iteração do processo já se conhecia a topologia final para este sistema, porém é necessário mais uma iteração para verificar se nenhum dos circuitos presentes nesta topologia pode ser retirado.

A Tabela 5.5 apresentada a seguir ilustra o custo de construção das topologias obtidas para este sistema para as diversas técnicas proposta por vários autores, com o custo de construção para a topologia obtida com a aplicação da técnica proposta neste trabalho.

Tabela 5.5: Comparação com Resultados de Outros Algoritmos.

Soluções	Custo de Construção de Circuitos US\$	Perdas Ativas Totais do Sistema kW
Algoritmo apresentado em (Gomes <i>et al.</i> , 2005)	151892,00	15,491
Algoritmo apresentado em (Nahman & Peric, 2008)	151892,00	15,491
Algoritmo apresentado em (Lavorato <i>et al.</i> , 2010)	151892,00	15,491
Algoritmo apresentado em (Rocha <i>et al.</i> , 2012b)	151727,00	16,921
Algoritmo apresentado em (Rocha & Mendonça, 2013)	151727,00	16,921
AHE	194480,00	12,942

Fonte: Adaptada de (Mendonça, 2014).

Apesar da topologia obtida não ser aquela com o menor custo de construção, foi aquela com as menores perdas elétricas.

Na topologia final obtida pelo AHE, o total de perdas ativas no sistema foi de 12,942 kW, aproximadamente de 16,45% inferior quando comparada com aquelas apresentadas em (Gomes *et al.*, 2005; Nahman & Peric, 2008; Lavorato *et al.*, 2010). Em compensação o custo final de implementação da topologia proposta pelo AHE é 28,00% mais cara do que estes trabalhos.

Quando comparado com as metodologias propostas por (Rocha *et al.*, 2012b; Rocha & Mendonça, 2013) o AHE encontrou uma topologia 28,18% mais cara, ou seja, US\$ 42753,00 mais cara do que esses trabalhos. Agora quando comparada com as perdas ativas totais da topologia final, estas são 23,51% menores, ou seja, aproximadamente 4 kW a menos de perdas ativas para a topologia final encontrada nesse trabalho do que as apresentadas nos trabalhos indicados.

A Figura 5.3 apresentada a seguir representa um gráfico de investimento do processo iterativo executado pelo algoritmo para a determinação da configuração apresentada para o sistema de 23 barras.

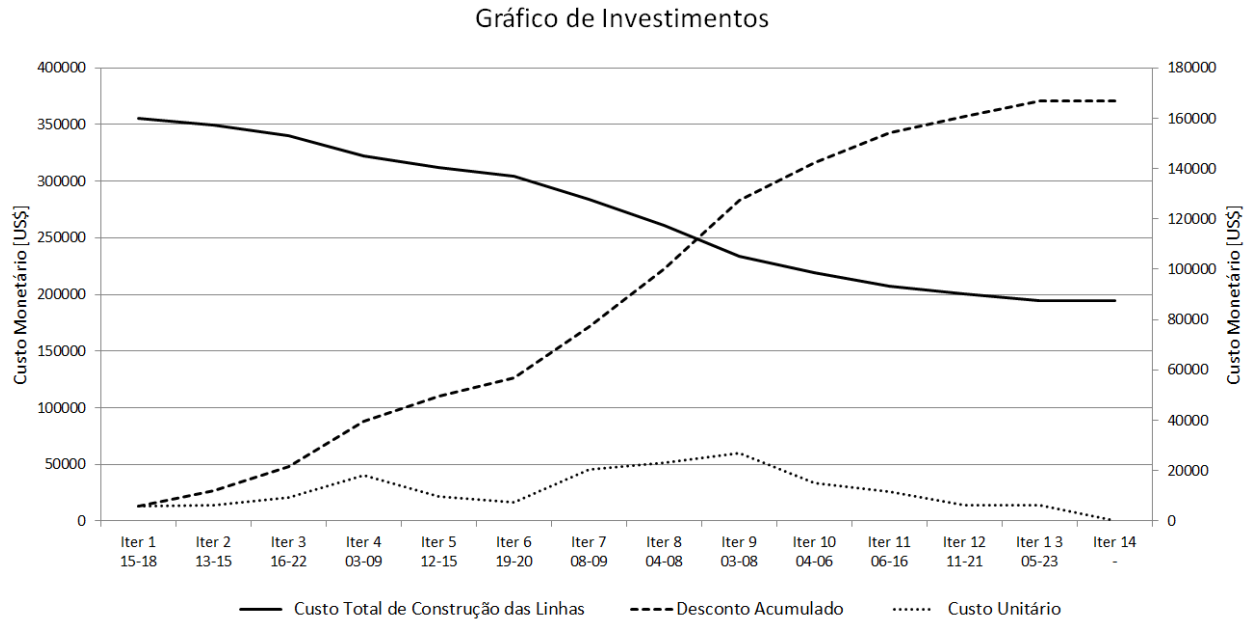


Figura 5.3: Gráfico de Investimento do Sistema de 23 Barras.

Este gráfico apresenta o decremento do custo total, o aumento do custo acumulado das linhas destruídas e o custo unitário de cada uma dessas linhas.

5.2 Sistema de 32 Barras

O sistema teste de 32 barras utilizado para a aplicação do AHE foi adaptado de (Goswami & Basu, 1992).

Esse sistema foi o mesmo utilizado em (Mendonça, 2014). Ele é alimentado com uma tensão de 34,5 kV, com a operação permitida entre 33,465 kV e 35,535 kV. O sistema possui uma subestação com a capacidade de 10 MVA para atender as 32 barras do sistema.

A Figura 5.4 apresentada a seguir ilustra a configuração do sistema com as opções para a destruição das linhas, sendo representadas por linhas tracejadas, onde a subestação está localizada na barra 0.

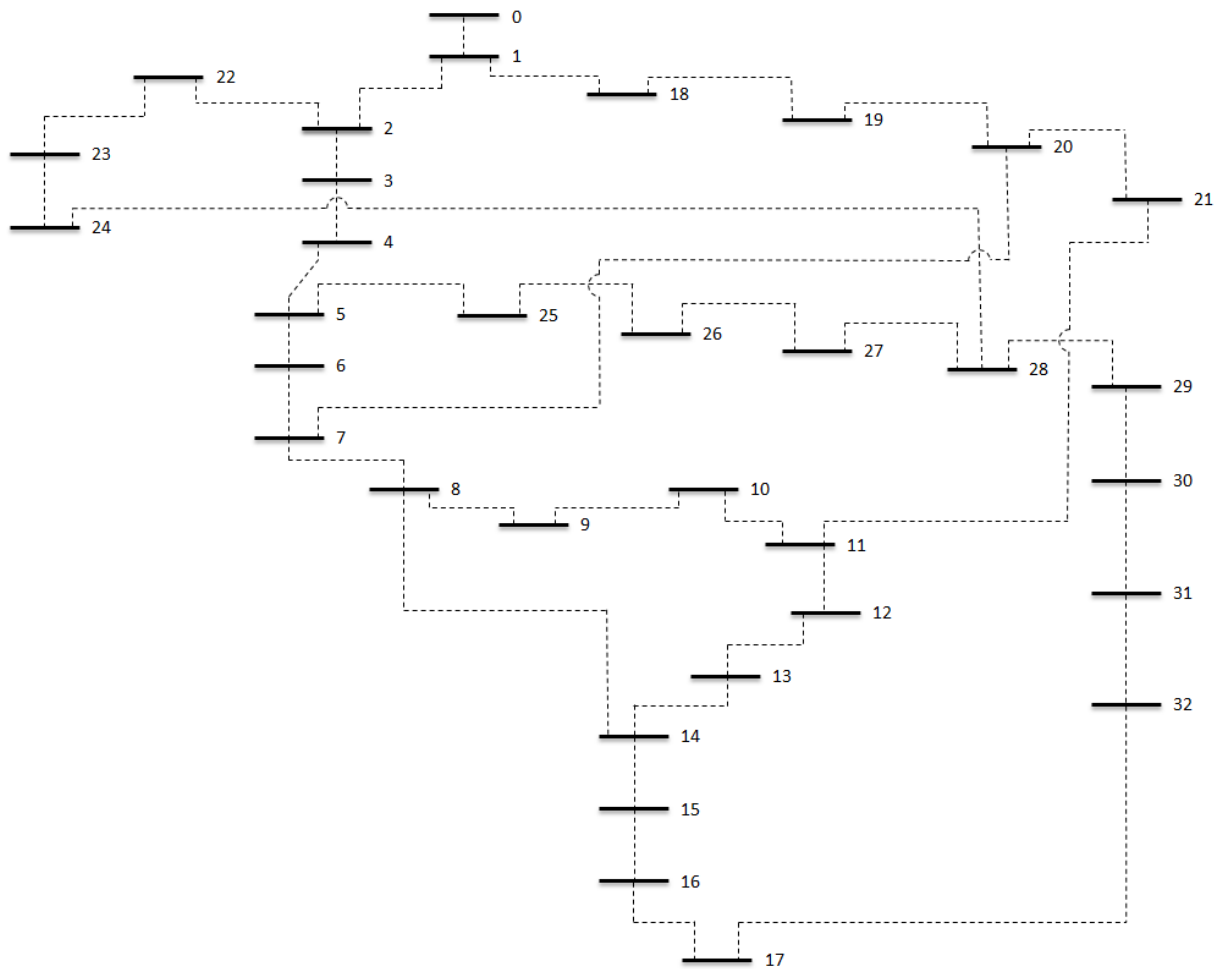


Figura 5.4: Sistema de 32 Barras – Opções de Linhas Candidatas.

Para a composição das linhas foi considerado os mesmos condutores de alumínio 1/0 do sistema de 23 barras e seus dados estão apresentados na Tabela 5.1.

Os dados dos barramentos e das linhas para este sistema são apresentados através da Tabela 5.6 e Tabela 5.7.

Tabela 5.6: Dados dos Barramentos do Sistema de 32 Barras.

Barra	S_D kVA	S^0 kVA
0	0,0	1000
1	116,620	-
2	984,89	-
3	144,220	-
4	67,082	-
5	63,246	-
6	223,610	-
7	223,610	-
8	63,246	-
9	63,246	-

Barra	S_D kVA	S^0 kVA
17	98,489	-
18	98,489	-
19	98,489	-
20	98,489	-
21	98,489	-
22	102,960	-
23	465,190	-
24	465,190	-
25	65,000	-
26	65,000	-

10	54,083	-
11	69,462	-
12	69,462	-
13	144,220	-
14	60,828	-
15	63,246	-
16	63,246	-

27	63,246	-
28	138,920	-
29	632,460	-
30	165,530	-
31	232,590	-
32	72,111	-
-	-	-

Tabela 5.7: Dados das Linhas do Sistema de 32 Barras.

Barra De	Barra Para	Comp km
0	1	0,1396
1	2	0,7464
2	3	0,5541
3	4	0,5770
4	5	1,4596
5	6	0,8722
6	7	1,0108
7	8	1,7110
8	9	1,7263
9	10	0,2793
10	11	0,5320
11	12	2,5199
12	13	1,2078
13	14	1,0673
14	15	1,2467
15	16	2,9008
16	17	1,2549
1	18	0,3058
18	19	2,7315

Barra De	Barra Para	Comp km
19	20	0,8495
20	21	1,5834
2	22	0,7372
22	23	1,5436
23	24	1,5348
5	25	0,3073
25	26	0,4302
26	27	1,9047
27	28	1,4389
28	29	0,7683
29	30	1,8482
30	31	0,6433
31	32	0,8504
7	20	3,8157
8	14	3,8157
11	21	3,8157
17	32	0,9539
24	28	0,9539
-	-	-

Na Tabela 5.6, assim como na Tabela 5.2, o símbolo S_D representa a potência a ser suprida em cada um dos barramentos e o símbolo S^0 representa a capacidade máxima de fornecimento. A unidade usada para a representação de ambos foi o kVA.

As demandas para as 32 barras de carga foram consideradas com fator de potência 0,9.

5.2.1 Resultado Para o Sistema de 32 Barras

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com a aplicação do AHE para solucionar o problema considerando o Sistema de 32 barras. O indicador de sensibilidade usado foi o estabelecido através das equações (4.1) e (4.2). A maneira escolhida para a

apresentação dos resultados obtidos foi a de mostrar a solução construída pano a pano, ou iteração por iteração.

A seguir é apresentada a Tabela 5.8. Nesta tabela está representado o conjunto dos circuitos identificados como interessantes pelo algoritmo (linhas candidatas) para serem destruídas, a linha escolhida para sofrer a ação, a ação identificada pelo algoritmo, e o custo do sistema com a aplicação da ação. Todas estas informações foram organizadas nesta tabela em ordem “por iteração” do algoritmo.

Tabela 5.8: Resultado do Processo Iterativo – Sistema 32 Barras.

Iter	ISn (Linhas Candidatas)	Linha. Esc.	Ação	Custo Sistema <i>US\$(10³)</i>
1	ISn ₀₀₋₀₁ = 4110869; ISn ₀₁₋₀₂ = 2852772; ISn ₀₂₋₀₃ = 1289300; ISn ₀₃₋₀₄ = 1159222; ISn ₀₄₋₀₅ = 1098360; ISn ₀₅₋₀₆ = 378239; ISn ₀₆₋₀₇ = 176912; ISn ₀₇₋₀₈ = 380082; ISn ₀₈₋₀₉ = 47221; ISn ₀₈₋₁₄ = 275783; ISn₀₉₋₁₀= 9702 ; ISn ₁₀₋₁₁ = 58377; ISn ₁₁₋₁₂ = 268077; ISn ₁₂₋₁₃ = 205446; ISn ₁₃₋₁₄ = 75616; ISn ₀₁₋₁₈ = 1151658; ISn ₀₇₋₂₀ = 404438; ISn ₁₁₋₂₁ = 388971; ISn ₁₄₋₁₅ = 296466; ISn ₁₅₋₁₆ = 239476; ISn ₁₆₋₁₇ = 182449; ISn ₁₈₋₁₉ = 1062764; ISn ₁₉₋₂₀ = 972185; ISn ₂₀₋₂₁ = 478205; ISn ₀₂₋₂₂ = 1470717; ISn ₀₅₋₂₅ = 662088; ISn ₂₂₋₂₃ = 1377049; ISn ₂₃₋₂₄ = 956532; ISn ₂₄₋₂₈ = 536973; ISn ₂₅₋₂₆ = 603503; ISn ₂₆₋₂₇ = 544904; ISn ₂₇₋₂₈ = 487624; ISn ₁₇₋₃₂ = 93782; ISn ₂₈₋₂₉ = 899179; ISn ₂₉₋₃₀ = 329571; ISn ₃₀₋₃₁ = 180467; ISn ₃₁₋₃₂ = 28876;	(09-10)	<i>Retirada</i>	503,584
2	ISn ₀₀₋₀₁ = 4110870; ISn ₀₁₋₀₂ = 2854036; ISn ₀₂₋₀₃ = 1290736; ISn ₀₃₋₀₄ = 1160357; ISn ₀₄₋₀₅ = 1099494; ISn ₀₅₋₀₆ = 379946; ISn ₀₆₋₀₇ = 178618; ISn ₀₇₋₀₈ = 384926; ISn ₀₈₋₀₉ = 56924; ISn ₀₈₋₁₄ = 270919; ISn ₁₀₋₁₁ = 48674; ISn ₁₁₋₁₂ = 273390; ISn ₁₂₋₁₃ = 210755; ISn ₁₃₋₁₄ = 80923; ISn ₀₁₋₁₈ = 1150395; ISn ₀₇₋₂₀ = 407577; ISn ₁₁₋₂₁ = 384582; ISn ₁₄₋₁₅ = 296916; ISn ₁₅₋₁₆ = 239925; ISn ₁₆₋₁₇ = 182898; ISn ₁₈₋₁₉ = 1061501; ISn ₁₉₋₂₀ = 970927; ISn ₂₀₋₂₁ = 473803; ISn ₀₂₋₂₂ = 1470841; ISn ₀₅₋₂₅ = 661512; ISn ₂₂₋₂₃ = 1377173;	(31-32)	<i>Retirada</i>	495,080

	ISn ₂₀₋₂₁ = 392593; ISn ₀₂₋₂₂ = 1447401; ISn ₀₅₋₂₅ = 714334; ISn ₂₂₋₂₃ = 1353765; ISn ₂₃₋₂₄ = 933311; ISn ₂₄₋₂₈ = 513795; ISn ₂₅₋₂₆ = 655735; ISn ₂₆₋₂₇ = 597118; ISn ₂₇₋₂₈ = 539767; ISn ₂₈₋₂₉ = 928109; ISn ₂₉₋₃₀ = 358476; ISn ₃₀₋₃₁ = 209348;	(20-21) (07-08) (24-28)	Não retirada Não retirada Retirada	464,760
6	ISn ₀₀₋₀₁ = 4113148; ISn ₀₁₋₀₂ = 2705849; ISn ₀₂₋₀₃ = 1682516; ISn ₀₃₋₀₄ = 1551730; ISn ₀₄₋₀₅ = 1490480; ISn ₀₁₋₁₈ = 1300858; ISn ₀₇₋₂₀ = 637841; ISn ₁₈₋₁₉ = 1211893; ISn ₁₉₋₂₀ = 1120732; ISn ₀₂₋₂₂ = 931261; ISn ₀₅₋₂₅ = 1230240; ISn ₂₂₋₂₃ = 838195; ISn ₂₃₋₂₄ = 418840; ISn ₂₅₋₂₆ = 1171446; ISn ₂₆₋₂₇ = 1112572; ISn ₂₇₋₂₈ = 1054156; ISn ₂₈₋₂₉ = 928112;	(23-24) (07-20) (22-23) (28-29) (02-22) (27-28) (26-27) (19-20) (25-26) (18-19) (05-25) (01-18) (04-05) (03-04) (02-03) (01-02) (00-01)	Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada	
	Não há mais circuitos para serem retirados			464,760

A Figura 5.5 apresentada a seguir representa a topologia final determinada para o sistema de 32 barras após a aplicação do algoritmo.

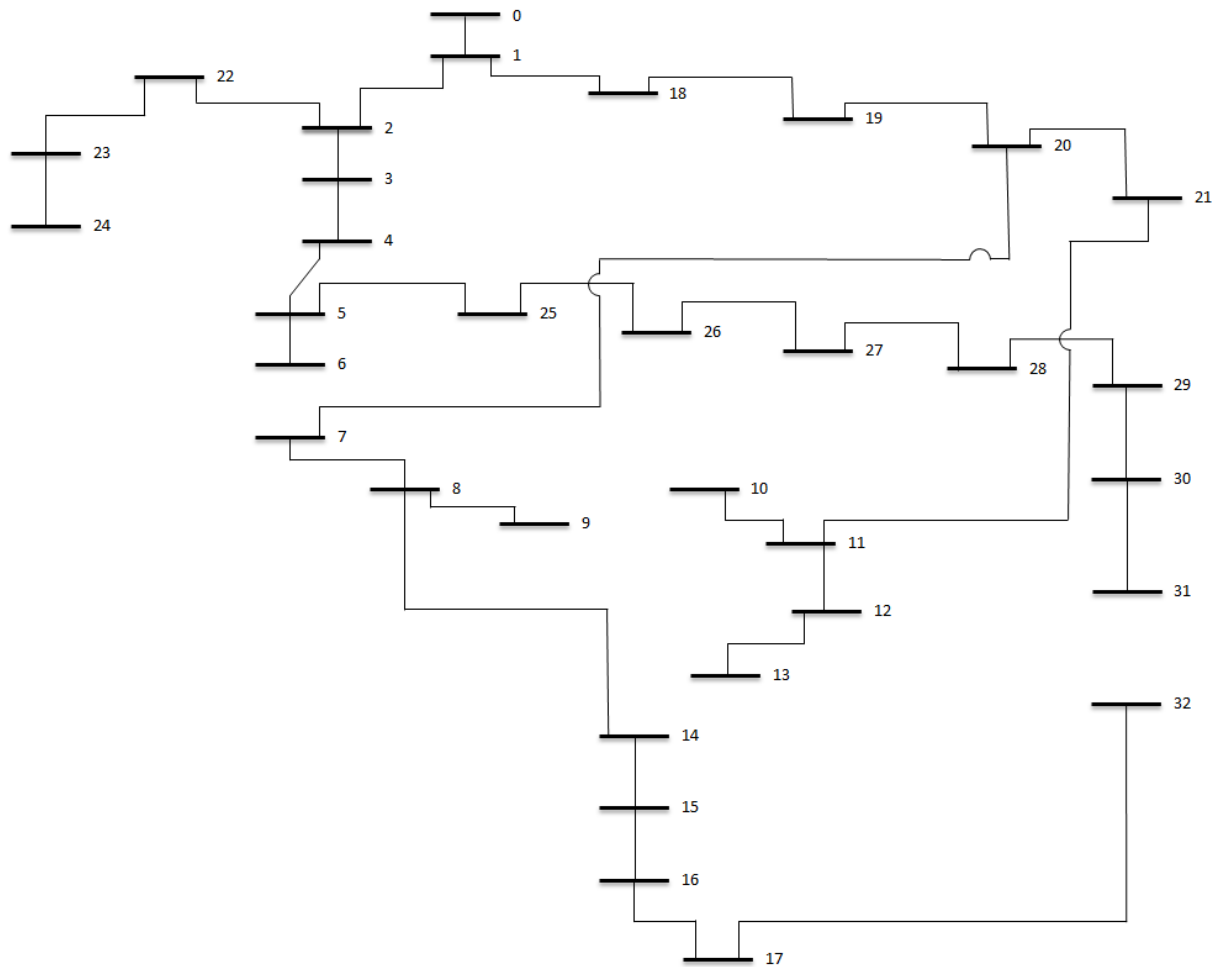


Figura 5.5: Sistema de 32 Barras – Topologia Final.

5.2.2 Análise dos Resultados para o Sistema de 32 Barras

Da mesma forma que é observada na Tabela 5.4, na Tabela 5.8 pode-se verificar que o custo do sistema é reduzido a cada iteração. No início do processo iterativo, o custo total do sistema é de US\$ 506.377,00 e com o passar das iteração este valor vai diminuindo até chegar ao custo total da topologia proposta de US\$ 464.760,00.

A topologia radial é estabelecida na última iteração, no momento em que não é mais possível destruir linhas. O tempo de processamento para a determinação desta configuração foi de 0,015 segundos.

Na penúltima iteração do processo já se conhecia a topologia final para este sistema, e da mesma forma que para o sistema de 23 barras, é necessária mais uma iteração para verificar se nenhum dos circuitos presentes nesta topologia pode ser retirado.

Considerando os custos para a topologia obtida com a aplicação do AHE, este foi 35,16% maior do que aquele relacionado com a topologia apresentada em (Mendonça, 2014). Em contra partida, as perdas elétricas totais obtidas com esta topologia foram de 19,446 kW, algo em torno de 15,7% menor que a apresentada com a outra topologia.

A Figura 5.6 apresentada a seguir representa um gráfico de investimento estabelecido no processo iterativo executado pelo algoritmo para determinação da configuração apresentada para o sistema de 32 barras.

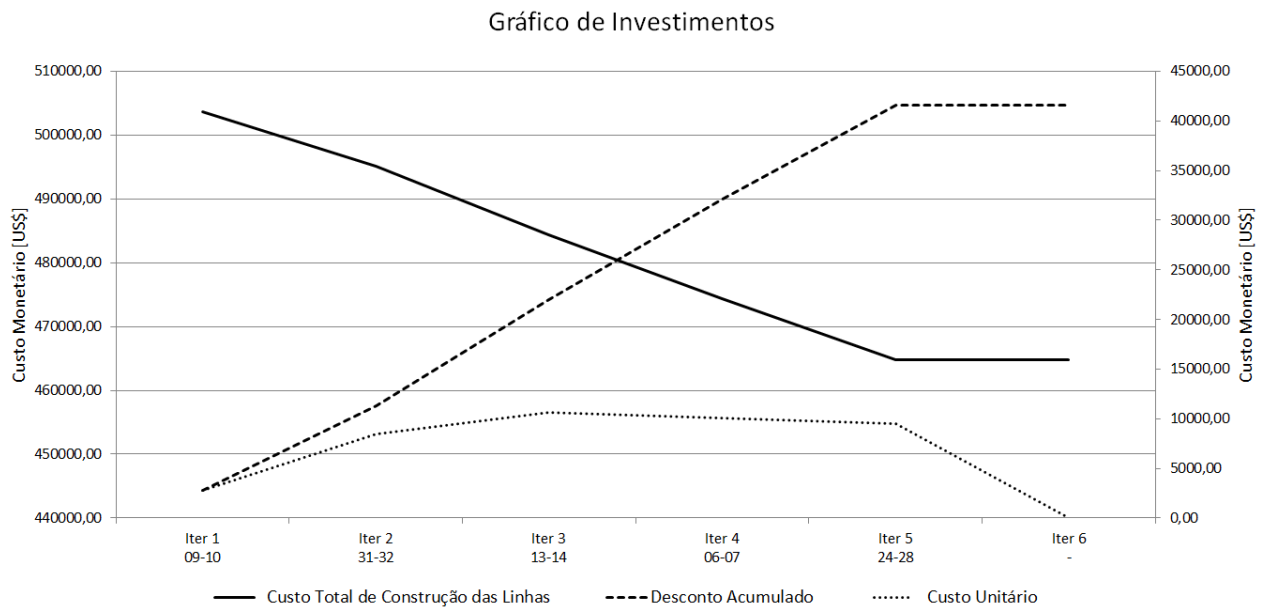


Figura 5.6: Gráfico de Investimento do Sistema de 32 Barras.

Este gráfico apresenta o decremento do custo total, o aumento do custo acumulado das linhas destruídas e o custo unitário de cada uma dessas linhas.

5.3 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os dois sistemas testes utilizados para a aplicação do algoritmo proposto, os resultados obtidos com a aplicação e uma análise destes resultados.

Os dois sistemas testes possuem característica diferentes. O sistema de 23 barras possui mais opções de conexão de barras por trecho do que o de 32 barras, enquanto que este não possui uma distribuição uniforme de cargas.

Os resultados obtidos com as simulações foram descritos em detalhe, iteração em iteração. Para as duas simulações foi adotada uma tolerância de 1.10^{-8} (1,000E-8) para os cálculos da sub-rotina de fluxo de potência.

Para as simulações foi utilizado um computador Desktop HP® com processador AMD Athlon™ II X2 B26 @3.20 GHz, 4 GB RAM.

Com a utilização do indicador de sensibilidade apresentado no Capítulo 4, o algoritmo determinou as topologias e a quantia total das perdas ativas foi menor do que as determinadas em outras topologias apresentadas em outros trabalhos.

Este fato está relacionado com a estratégia que foi adotada pelo algoritmo. A estratégia destrutiva teve a capacidade de produzir topologias com menos perdas elétricas para os

sistemas testados. Esta estratégia, diferente daquelas apresentadas em (Mendonça, 2014), parte do princípio de que todas as linhas estão construídas e em cada iteração uma é escolhida para ser destruída, com o FP sendo executado considerando a presença de todas as barras do sistema em todas as iterações.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

A proposta desse trabalho foi apresentar um novo algoritmo heurístico especializado para ser aplicado no problema da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, em redes aéreas de média tensão.

O algoritmo heurístico especializado emprega a técnica de solução dos Algoritmos Heurísticos Construtivos, que tem como essência construir uma solução seguindo o caminho mostrado pelo indicador de sensibilidade. Esse indicador foi estabelecido para tentar minimizar as perdas ativas das linhas, baseado nos dados do sistema, que é obtido após a resolução do fluxo de potência pelo método de *Newton-Raphson*. Foi necessária a utilização de um método de solução de fluxo de potência que resolvesse tanto para um sistema radial quanto para um sistema em malha.

Como o algoritmo parte do princípio que todas as linhas candidatas a implementação já foram construídas, o sistema de distribuição torna-se malhado e conforme o passar das iterações com a destruição das linhas pelo algoritmo, esse sistema torna-se radial.

Para verificar o desempenho do algoritmo e a forma que ele constrói a solução, foram implementados dois sistemas testes que possuem características diferentes e um sistema exemplo para verificar o passo a passo da busca pela solução do problema.

Os dois sistemas testes implementados tiveram um bom desempenho, ambos convergiram para soluções factíveis com um excelente tempo de processamento. Pode-se afirmar que o objetivo de minimizar as perdas foi atingido, quando comparado os resultados apresentados em (Mendonça, 2014) para os dois sistemas, com a quantia total de perdas elétricas de potência ativa menor do que as apresentadas.

O Sistema de 23 barras por ter a característica de um maior número de interconexões, quando comparado com o outro sistema utilizado, demorou um tempo maior para encontrar a solução. Mas após conseguir retirar todas as linhas possíveis, a topologia final apresentada possui um ótimo desempenho de minimização de perdas de potência ativa.

Já no Sistema de 32 barras, por possuir um número reduzido de linhas quando comparado à quantia de barras do sistema, o algoritmo encontrou a solução mais rapidamente. A topologia final encontrada é diferente das outras encontradas na literatura especializada, isso se deve ao fato do indicador de sensibilidade utilizado. Por levar em conta somente o fluxo de potência ativa, o algoritmo busca uma solução que tenha a quantia de perdas reduzidas e quando comparado aos outros trabalhos, obteve uma ótima resposta.

Em um contexto geral, para os dois sistemas testes, o algoritmo heurístico especializado encontrou soluções de qualidade e excelentes tempos de convergência, com ambas as topologias factíveis de implementação.

Existem maneiras de melhorar o desempenho do algoritmo para levar em consideração o custo de implementação. Uma maneira é implementar um indicador de sensibilidade que incorpore também o custo de cada linha entretanto, deve-se procurar evitar que parte do sistema fique desconexo, propondo alguma estratégia que venha a este encontro, para que no final, a rede obtida seja radial.

Assim, como sugestão para trabalhos futuros, pode-se implementar uma fase de melhoria local buscando utilizar a técnica conhecida como *Branch Exchange*, que possibilitaria o algoritmo varrer uma maior área de solução, tentando encontrar outras soluções factíveis.

Outra forma de contornar o problema é propor outros indicadores de sensibilidade. Neste contexto e considerando ainda a utilização da sub-rotina para o cálculo do fluxo de potência, uma sugestão seria propor um I.S. para considerar não só uma tomada de decisão (a melhor para a iteração corrente) mas outras também, formando uma estrutura decisória do tipo *Branch and Bound*, tendo por resultado não apenas uma configuração para o sistema, mas várias, podendo ser escolhida aquela mais interessante para a solução do sistema.

Como última sugestão de trabalho futuro, há a possibilidade de considerar a inserção da Geração Distribuída (GD) em algum ponto do sistema. Porém é necessário pensar em alguns critérios para serem adotados pelo algoritmo para evitar a operação isolada da GD alimentando cargas do sistema.

Referências Bibliográficas

- Adams, R.N., Laughton, M.A. (1974). Optimal planning of power networks using mixed-integer programming. Part 1: Static and time-phased network synthesis, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers* **121**(2): 139.
- Baquero, J.F.F. (2012). *Estratégia de Decomposição aplicada ao Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista.
- Barreto, L.S. (2007). *Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Geração Distribuída*, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- Berg, R., Hawkins, E.S., Pleines, W.W. (1967). Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-86**(4): 415–421.
- Borges, C.L.T. (2005). *Análise de Sistemas de Potência*, Departamento de Eletrotécnica, Rio de Janeiro.
- Brooke, A., Kendrik, D., Meeraus, A. (1997). *Gams: Sistema Geral de Modelagem Algébrica*, 1st ed., Edgard Blucher LTDA, São Paulo.
- Campello, R.E., Maculan, N. (1994). *Algoritmos e heurísticas: desenvolvimento e avaliação de performance*, 1st ed., Editora da Universidade Federal Fluminense -EDUFF, Niterói.
- Canossa, J.H. (2007). *Um Programa Interativo para Estudos de Fluxo de Potência*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista UNESP.
- Carvalho, M.R. (2006). *Estudo Comparativo de Fluxo de Potência Para Sistemas de Distribuição Radial*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo USP.
- Cordenonsi, A.Z. (2008). *Ambientes, objetos e dialogicidade: uma estratégia de ensino superior em heurísticas e metaheurísticas*, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Cossi, A.M. (2008). *Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista.
- Crawford, D.M., Holt, S.B., J. (1975). A Mathematical Optimization Technique for Locating and Sizing Distribution Substations, and Deriving their Optimal Service Areas, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **94**(2): 2–7.

- Fawzi, T., Ali, K., El-Sobki, S. (1983). A New Planning Model for Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-102**(9): 3010–3017.
- Freitas, S.R. de (2000). Métodos Numéricos,,: 224. [online]. Available from: <http://www1.univap.br/spilling/CN/apostila3.pdf> [Accessed August 18, 2015].
- Gams Development Corporation (Washington Dc) (Org.). General Algebraic Modeling System (GAMS). Versão 34.3.3. Disponível em: <<https://www.gams.com/index.htm>>. Acesso em: 03 nov. 2014
- Gomes, F.V., Carneiro, S., Pereira, J.L.R., Vinagre, M.P., Garcia, P.A.N., Araujo, L.R. (2005). A New Heuristic Reconfiguration Algorithm for Large Distribution Systems, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(3): 1373–1378.
- Goswami, S.K. (1997). Distribution system planning using branch exchange technique, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(2): 718–723.
- Goswami, S.K., Basu, S.K. (1992). A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery* **7**(3): 1484–1491.
- Grainer, J.J., Stevenson, W. (1994). *Power System Analysis*, McGraw-Hill, New York.
- Haffner, S.L. (2000). *O Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos no Contexto de um Ambiente Competitivo*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas.
- Hashimoto, S.H.M. (2005). *Análise e desenvolvimento de algoritmos eficientes de programação linear para o problema de planejamento de sistemas de transmissão a longo prazo*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista.
- Henderson, M.I. (2014). When the Lights Go Out: Getting Power Systems Running Again [Guest Editorial], *IEEE Power and Energy Magazine* **12**(1): 18–23.
- Kersting, W.H., Medive, D.L. (1976). An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load-Flow Problems, *IEEE/PES 1976 Winter Meeting*.
- Khator, S.K., Leung, L.C. (1997). Power distribution planning: a review of models and issues, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(3): 1151–1159.
- Knight, U.G.W. (1960). The logical design of electrical networks using linear programming methods, *Proceedings of the IEE Part A: Power Engineering* **107**(33): 306.
- Lamedá, F.A.M. (2010). *Diseño Multiobjetivo y Multietapa de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Aplicando Algoritmos Evolutivos*, Tese de Doutorado, Universidad de Zaragoza.
- Lavorato, M., Rider, M.J., Garcia, A. V, Romero, R. (2010). A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning, *IEEE Transactions on Power Systems* **25**(3): 1734–1742.
- Luke, S. (2015). *Essentials of Metaheuristics*, 2nd ed.,
- Masud, E. (1974). An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations

- Using Optimization Techniques, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-93**(5): 1281–1286.
- McDermott, T.E., Drezga, I., Broadwater, R.P. (1999). A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Systems* **14**(2): 478–483.
- Mendonça, W.D.F. (2014). *Algoritmo Especializado aplicado ao Planejamento da Expansão de Redes Aéreas de Sistemas de Distribuição*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
- Miranda, V., Ranito, J.V., Proenca, L.M. (1994). Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning, *IEEE Transactions on Power Systems* **9**(4): 1927–1933.
- Monticelli, A.J. (1983). *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*, 1st ed., Edgard Blucher LTDA, São Paulo.
- Nahman, J.M., Peric, D.M. (2008). Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique, *IEEE Transactions on Power Systems* **23**(2): 790–795.
- Nelson, H., Loesch, C. (2009). *Pesquisa Operacional Fundamentos e Modelos*, 1st ed., Saraiva, São Paulo.
- Van Ness, J.E. (1959). Iteration Methods for Digital Load Flow Studies, *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* (August): 583–586.
- Oliveira, L.W. de (2009). *Reconfiguração e Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição*, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Oliveira, M.L. de (2010). *Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas.
- Pacitti, T., Atkinson, C.P. (1976). *Programação e Métodos Computacionais*, 2nd ed., Livros Técnicos e Científicos LTC, Rio de Janeiro.
- Penido, D.R.R., Araujo, L.R., Pereira, J.L.R., Garcia, P. a. N., Carneiro, S.. J. (2004). Four wire Newton-Raphson power flow based on the current injection method, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.* (4): 1–4.
- Pereira, M.V.F., Pinto, L.M.V.G. (1985). Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying Capability to Interactive Transmission Expansion Planning, *IEEE Power Engineering Review* **PER-5**(2): 381 – 389.
- Ponnavaikko, N., Rao, K.S.P., Venkata, S.S. (1987). Distribution System Planning through a Quadratic Mixed Integer Programming Approach, *IEEE Transactions on Power Delivery* **2**(4): 1157–1163.
- Queiroz, L.M.O. de (2010). *Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas.
- Rich, E., Knight, K. (1994). *Inteligência Artificial*, 2nd ed., McGraw-Hill, São Paulo.

- Rider, M.J. (2006). *Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Usando os Modelos CC - CA e Técnicas de Programação Não - Linear*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas.
- Righetto, E. (2010). *Desenvolvimento de técnicas eficientes de programação linear na utilização de metaheurísticas para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão.*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista.
- Rocha, C., Mendonça, W.D.F. (2013). Algoritmo Especializado para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição, *The 9th Latin-American Congress in Electricity Generation and Transmission - Clagtee*, pp. 1–7.
- Rocha, C.R.M. da, Contreras, J., Lotero, R.C., Muñoz, J.I. (2012a). Algoritmo heurístico construtivo enumerativo aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica, *XIX Congresso Brasileiro de Automática*: 2156–2163.
- Rocha, C.R.M. da, Contreras, J., Lotero, R.C., Muñoz, J.I. (2012b). Um Modelo Híbrido Linear aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, *IV Simbósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*: 1–6.
- Sampaio, M.E.C. (2008). O que é planejamento?,
- Seifi, H., Sepasian, M.S. (2011). *Electric Power System Planning*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
- Shirmohammadi, D., Hong, H.W., Semlyen, A., Luo, G.X. (1988). A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **3**(2): 753–762.
- Souza, R.F.F. (2011). *Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Usando a Metaheurística de Busca em Vizinhança Variável*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista.
- Stagg, G., El-Abiad, A. (1979). *Computação Aplicada a Sistemas de Geração e Transmissão de Potência*, Guanabara Dois, Rio de Janeiro.
- Tinney, W., Hart, C. (1967). Power Flow Solution by Newton's Method, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-86**(11): 1449–1460.
- Tram, H.N., Wall, D.L. (1988). Optimal conductor selection in planning radial distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems* **3**(1): 200–206.
- Venegas, T., Fuerte-Esquivel, C.R. (2001). Steady-state modeling of an advanced series compensator for power flow analysis of electric networks in phase co-ordinates, *IEEE Transactions on Power Delivery* **16**(4): 758–765.
- Wall, D.L., Thompson, G.L., Northcote-Green, J. e. d. (1979). An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-98**(3): 1061–1068.
- Willis, H.L. (2004). *Power Distribution Planning Reference Book Second Edition , Revised*

and Expanded, Marcel Dekker, Inc, Nova York.

Yang, H., Wen, F., Wang, L. (2008). Newton-Raphson on power flow algorithm and Broyden method in the distribution system, *PECon 2008 - 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference* (PECon 08): 1613–1618.

Apêndice A

Publicação do Trabalho

Neste apêndice encontra-se o trabalho referente ao tema desta dissertação que foi publicado em:

- Rocha C. R. M. da, Brandt M. H. M., Mendonça W. D. F., “*Algoritmo Heurístico Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição*”. 11th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE2015. ISBN 978-85-61065-02-7.

Algoritmo Heurístico aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição

C. Rocha, *Member, IEEE*, Marcelo H. M. Brandt, Willian D. F. Mendonça

Resumo--Neste artigo é apresentado o desenvolvimento de um novo algoritmo especializado para a aplicação em planejamento da expansão de sistemas de distribuição de média tensão. Este novo algoritmo heurístico construtivo foi implementado com duas estratégias, uma construtiva e a outra destrutiva, como mecanismos para a determinação da solução. A solução do problema é estabelecida passo a passo, com o processo de tomada de decisão baseado em indicadores de sensibilidade. Para compor os indicadores de sensibilidade das estratégias, foram adaptadas duas sub-rotinas para resolver o problema de fluxo de carga CA. Uma das sub-rotinas utiliza o Método de Newton Raphson para resolver o problema, enquanto a outra resolve o problema através de um método de varredura. Foram realizados testes computacionais considerando sistemas testes conhecidos através da literatura especializada. Os resultados mostram que o algoritmo é robusto e rápido para a determinação da topologia final da rede.

Palavras-chave--Otimização, Algoritmos Heurísticos, Análise de Sistemas de Potência, Planejamento de Sistemas de Potência, Linhas de Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

O desafio dos engenheiros de planejamento para a execução do Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (PESDEE), é determinar os planos para a expansão dos sistemas existentes para a determinação dos sistemas futuros, buscando o atendimento das necessidades previstas, considerando limites econômicos, ambientais, requisitos técnicos estabelecidos por órgão regulador, fatores sociais, dentre outros.

De acordo com [1], cabe às empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica a tarefa de execução do PESDEE, para o fornecimento da energia elétrica aos seus clientes de forma confiável, entregando esta energia o maior tempo possível (sem interrupção) ao consumidor, e com qualidade, evitando a oscilação da frequência ou de outros parâmetros elétricos, tendo a Agência Nacional de Energia Elétrica o dever de fiscalização, com a possibilidade de aplicação de multas às companhias que desrespeitam as normas ou padrões para a atividade de distribuição de energia elétrica [2].

Em Sistemas de Distribuição, a construção de um novo

sistema, ou a ampliação de um sistema existente, requer um investimento elevado em equipamentos elétricos. Segundo [3], os investimentos podem compreender a troca de transformador de distribuição, a instalação de novas subestações e novas linhas de distribuição, a instalação de bancos de capacitores e reguladores de tensão.

Ainda segundo [3], não existe um modelo capaz de representar com precisão todas as questões envolvidas na definição de quais investimentos devem ser feitos para que a rede planejada atenda aos requisitos mínimos de qualidade do fornecimento com a melhor relação custo/benefício. De uma forma geral, o problema tem sido largamente simplificado, baseando na experiência dos funcionários da empresa em lidar com o problema. Neste sentido, em [4] é proposta uma classificação para os algoritmos de solução para o PESDEE em função da representação destas questões envolvidas com o investimento.

Ao longo do tempo, vários algoritmos computacionais foram propostos na literatura especializada para a solução do PESDEE, com técnicas de solução que vão desde as Heurísticas, até as de Otimização Clássica. O resultado que se persegue é sempre a busca pelas melhores configurações para o Sistema de Distribuição, considerando o esforço computacional disponível para o processo de busca.

A maioria dos algoritmos para resolver o PESDEE leva em consideração principalmente a construção de subestações e linhas de distribuição, com alguns dando maior importância à obtenção de resultados em relação ao tamanho e a localização ótima de subestações, outros se concentrando no desenvolvimento de modelos para resolver o problema de localização e capacidade ótima de novas linhas de distribuição a serem construídas no sistema e outros se dedicam ainda ao planejamento em conjunto de subestações e linhas de distribuição [5].

Dentro deste contexto, o foco deste trabalho está em resolver o problema de localização e capacidade ótima de linhas de distribuição aéreas de média tensão, através do estabelecimento e implementação de um novo algoritmo heurístico construtivo.

Exemplos de trabalhos, encontrados na literatura especializada, com este foco são apresentados a seguir.

Em [6] os autores definem um modelo para a alocação dos condutores usados nas linhas de distribuição, partindo da definição da alocação das subestações e dos centros de demanda. O problema é resolvido como um problema de fluxo em redes, aplicando-se uma técnica heurística para obter soluções radiais modificando as soluções não radiais ao

Este trabalho teve o apoio financeiro da CAPES para a sua realização.

C. Rocha, Marcelo H. M. Brandt e Willian D. F. Mendonça estão com o CECE- Centro de Engenharia e Ciências Exatas, Campus de Foz do Iguaçu, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (e-mails: c.rocha@ieee.org, marcelo_brandt@hotmail.com e williandouglasferrari@gmail.com).

eliminar a linha que transportava menor corrente em laços de configurações não radiais.

Em [7] e [8] são apresentados algoritmos heurísticos construtivos aplicados ao PESDEE. Ambos utilizam modelagem matemática para a representação do problema.

No trabalho apresentado em [9] também é apresentado um algoritmo heurístico construtivo aplicado para resolver este problema, porém o trabalho não representa o problema através de modelagem matemática, e apenas os custos fixos são levados em consideração no processo de busca de solução. A metodologia empregada propõe trabalhar com parâmetros ao invés de se trabalhar com variáveis (quando se representa o problema através de modelagem matemática). Para a tomada de decisão o algoritmo utiliza os resultados obtidos por uma sub-rotina que calcula o fluxo de carga CA através do Método de Newton em cada passo do processo de solução. Em [10] é apresentada uma nova versão para o algoritmo, com melhor desempenho, graças ao emprego no método *backward forward sweep* como sub-rotina para o cálculo do fluxo de carga CA.

Este trabalho faz parte de uma pesquisa mais ampla que busca melhorar o desempenho e o tempo de processamento para o estabelecimento de uma solução para o problema e que pode ser utilizada como uma solução inicial para algoritmos mais complexos. Neste sentido, este trabalho é uma continuação do trabalho apresentado em [10] que utilizava como auxílio para a solução, uma sub-rotina para o cálculo de fluxo de carga CA baseado no método *backward forward sweep* [11].

As descrições do Algoritmo Heurístico Construtivo Especializado (AHC-E) implementado, das estratégias para estabelecer as topologias para os sistemas, a apresentação dos sistemas testes utilizados para a validação do algoritmo, a simulação e a análise dos resultados obtidos, e, finalmente, as conclusões finais são apresentados nas próximas seções.

II. ALGORITMO HEURÍSTICO ESPECIALIZADO

O algoritmo heurístico especializado implementado é um Algoritmo Heurístico Construtivo. Esta classe de algoritmos estabelece uma solução para o problema de forma iterativa. A busca pela topologia final para o problema é construída através de um processo passo-a-passo, onde em cada iteração é proposta uma ação, com essa ação se refletindo nas ações a serem tomadas durante as próximas iterações. Em cada iteração, o algoritmo realiza a tomada de decisão baseada no indicador de sensibilidade (IS). Neste contexto, o principal elemento dentro de algoritmos deste tipo é o IS.

Nos próximos itens é apresentada uma descrição do AHC-E, explicitando suas estratégias e os indicadores de sensibilidade implementados para a busca da solução, e um fluxograma para o algoritmo.

A. Características Gerais do AHC-E

O AHC-E foi codificado em Linguagem GAMS (Sistema Geral de Modelagem Algébrica), considerando o conceito de Conjuntos Dinâmicos [12].

Assim, quatro conjuntos devem ser estabelecidos no início do processo iterativo. Pela própria propriedade de linguagem, estes conjuntos podem ser alterados durante o processo de

busca da solução, de forma dinâmica. Os conjuntos são nominados como Conjunto A, Conjunto B, Conjunto C e Conjunto D. O significado do que representa cada conjunto vai depender da estratégia para a busca da solução utilizada.

O algoritmo possui a capacidade de utilizar duas estratégias diferentes para solucionar o problema.

Na primeira delas, identificada como Estratégia A, ou Estratégia Construtiva, em cada iteração do algoritmo é proposta a “construção” de uma linha, com a tomada de decisão baseada em um indicador de sensibilidade, e assim, em cada iteração o algoritmo vai construindo uma solução radial, adicionando uma nova linha à configuração existente, até o momento em que todas as demandas dos barramentos sejam atendidas. Esta estratégia é baseada naquela apresentada em [10], com um indicador de sensibilidade diferente.

A segunda estratégia, identificada como Estratégia B, ou Estratégia Destrutiva, é diferente da primeira. Nesta estratégia, o processo iterativo inicia com a suposição de que todas as linhas possíveis de serem construídas estão construídas. Em cada iteração do algoritmo, é proposta a “destruição” de uma linha, com a tomada de decisão baseada em um indicador de sensibilidade, e dessa forma, em cada iteração o algoritmo vai construindo uma solução, destruindo, ou em outras palavras, retirando uma linha da configuração existente, até o momento em que todas as demandas dos barramentos sejam atendidas por uma topologia radial. Esta estratégia é baseada naquela apresentada em [6], porém com aplicação e com indicador de sensibilidade diferentes.

B. Estratégia Construtiva

Nesta estratégia para a solução do problema, o Conjunto A representa as linhas já existentes do sistema, o Conjunto B representa as linhas que podem ser adicionadas e o Conjunto C é formado por todas as linhas do sistema (existentes somadas àquelas que podem ser adicionadas, ou construídas). Para esta estratégia, o Conjunto D não tem aplicação, não é utilizado no processo. Nesta versão, do algoritmo foi considerado que todas as linhas que são candidatas à adição, ou existentes podem ser substituídas uma vez, por outra linha de maior capacidade.

Se, para o problema a ser resolvido, o Conjunto A for vazio, o algoritmo escolhe a linha de menor custo para a conexão da subestação ao sistema.

A linguagem para a codificação do algoritmo permite que durante o processo iterativo, os conjuntos definidos anteriormente possam ser modificados dinamicamente, de acordo com a tomada de decisão realizada nas iterações.

Em cada iteração do algoritmo, primeiro verifica-se a necessidade de substituição de circuitos, se há a necessidade de substituição de linhas existentes com excesso de carregamento. Se não houver a necessidade de substituição, inicia-se o processo de adição de novas linhas. O algoritmo também verifica se algum limite de tensão em barramento foi violado e se isto ocorrer, a última linha adicionada é retirada do Conjunto A.

Na sequência inicia-se o processo de adição de novas linhas, e assim, dentro deste processo, para cada nova iteração,

são identificadas todas aquelas linhas que estão presentes no conjunto B que, se adicionadas, mantém a forma radial para o sistema. Entre as linhas que cumpram esta condição, uma é escolhida pelo IS da estratégia, e esta linha candidata deixa de fazer parte do Conjunto B e passa a fazer parte do Conjunto A, para a próxima iteração. Caso não ocorra a ação de substituição de circuitos, este processo de adição de linhas continua até que não seja necessário mais nenhuma adição, ou em outras palavras, até o momento que todos os barramentos do sistema estejam conectados à rede.

Para a tarefa de verificação dos circuitos candidatos que, se adicionados, permitem que o sistema seja radial, o algoritmo aproveita a informação daqueles circuitos que fazem parte do Conjunto A, identificando-se aqueles barramentos que já possuem conexão com o sistema. Assim, dentro do Conjunto B, todas aquelas linhas que possuem apenas um de seus barramentos de conexão já conectados ao sistema são as que serão selecionadas. Aquelas que não possuem nenhum de seus barramentos conectados (representando uma situação que, se adicionada, estaria isolada do sistema), ou que possuem seus dois barramentos já conectados ao sistema (representando uma situação que, se adicionada, fecharia um laço no sistema), são descartadas.

Uma vez realizada esta tarefa, para a escolha da linha que será adicionada, o algoritmo utiliza o IS.

As equações que definem este indicador são apresentadas a seguir:

$$In = \left(\frac{v}{C_{ij} * Tperd_n} \right) \quad (1)$$

$$IS = \max\{In\} \quad (2)$$

Em (1), n identifica a linha, v representa a magnitude da tensão no barramento que já possui conexão com o sistema e será o local onde a linha candidata irá se conectar. O elemento C_{ij} representa o custo da respectiva linha. O último elemento presente na equação, $Tperd_n$ representa o total das perdas elétricas para o sistema, caso a respectiva linha seja a escolhida para ser adicionada. Assim, antes da determinação de IS, simula-se a entrada individual de cada linha candidata à adição no Conjunto A, determinando $Tperd_n$.

A linha indicada para a adição será aquela com o maior valor estabelecido para In , ou seja, aquele estabelecido por (2). Assim, é ponderado no indicador o maior valor para a tensão no barramento de conexão, o menor custo de construção de circuito, e o menor valor para as perdas elétricas (considerando a iteração corrente e a simulação da entrada de cada linha candidata).

Como nesta estratégia, para toda iteração do algoritmo, o sistema é radial, os valores de tensão e os valores de corrente do Conjunto A que são utilizados para o IS e para a verificação de ultrapassagem dos limites de tensão e de corrente, são fornecidos pela sub-rotina que calcula o fluxo de carga CA, baseando na metodologia apresentada em [11].

C. Estratégia Destrutiva

Nesta versão, a estratégia destrutiva foi elaborada para

estabelecer topologias de excelente qualidade para sistemas que, a princípio, não possuem linhas conectando seus barramentos. Assim, o processo iterativo é iniciado considerando que todas as linhas que estão disponíveis para serem adicionadas ao sistema, estão construídas. Neste contexto, o Conjunto A, para o início do processo, representa estas linhas.

O Conjunto B representa todas as linhas que podem ser retiradas (ou destruídas) do sistema. O Conjunto C, assim como o Conjunto A inicialmente, também representa todas as linhas do sistema. Por fim, o Conjunto D representa as linhas que foram retiradas durante o processo iterativo.

Os Conjuntos A, B e D sofrem modificações durante o processo iterativo, relacionadas com a tomadas de decisões envolvidas no processo. O Conjunto C é utilizado na lógica da programação para a verificação se a linha determinada pelo IS da estratégia pode ser retirada.

O processo iterativo para a busca de solução do problema é iniciado, e verifica-se se o Conjunto B é vazio. Se não houver mais linhas para serem retiradas, o processo iterativo termina, o que significa que o algoritmo encontrou uma solução.

Se há linhas para serem retiradas, o algoritmo utiliza o IS para a escolha. As equações que definem este indicador são apresentadas a seguir:

$$In = Flup_n \quad (3)$$

$$IS = \min\{In\} \quad (4)$$

Em (3), n identifica a linha e $Flup_n$ representa o fluxo de potência ativa que atravessa esta linha. A linha indicada para ser retirada será aquela com o menor valor estabelecido para In , ou seja, aquele estabelecido por (4).

Assim, dentre todas as linhas candidatas a serem retiradas, retira-se aquela que carrega o menor fluxo de potência ativa do sistema. A linha assim determinada deixa de fazer parte do Conjunto B.

Ainda durante a iteração, deve-se verificar se a linha escolhida para ser retirada não provoca o surgimento de barramentos isolados ou ilhados. Dentro deste contexto, verifica-se se os barramentos, que conectavam a linha que foi retirada do sistema, continuam conectados ao sistema após a retirada. Se isto não for atendido, inicia-se a próxima iteração.

Se a condição for atendida, a linha escolhida também deixa de fazer parte do Conjunto A e é acrescentada ao Conjunto D, para só então ser iniciada a próxima iteração.

Diferente da estratégia anterior, durante o processo iterativo (dependendo das características do sistema que está sendo resolvido) há a possibilidade de existirem redes malhadas, até o final do processo. Assim, os valores de potência ativa que são necessários para a determinação de IS, assim como as outras informações para diagnosticar o estado da rede, são estabelecidas pela sub-rotina que calcula o fluxo de potência CA baseando na metodologia apresentada em [13].

D. Fluxograma para o algoritmo

Com o objetivo de ilustrar a forma com que o AHC-E de-

termina a solução, através das estratégias de solução implementadas, é apresentado o fluxograma da Fig. 1.

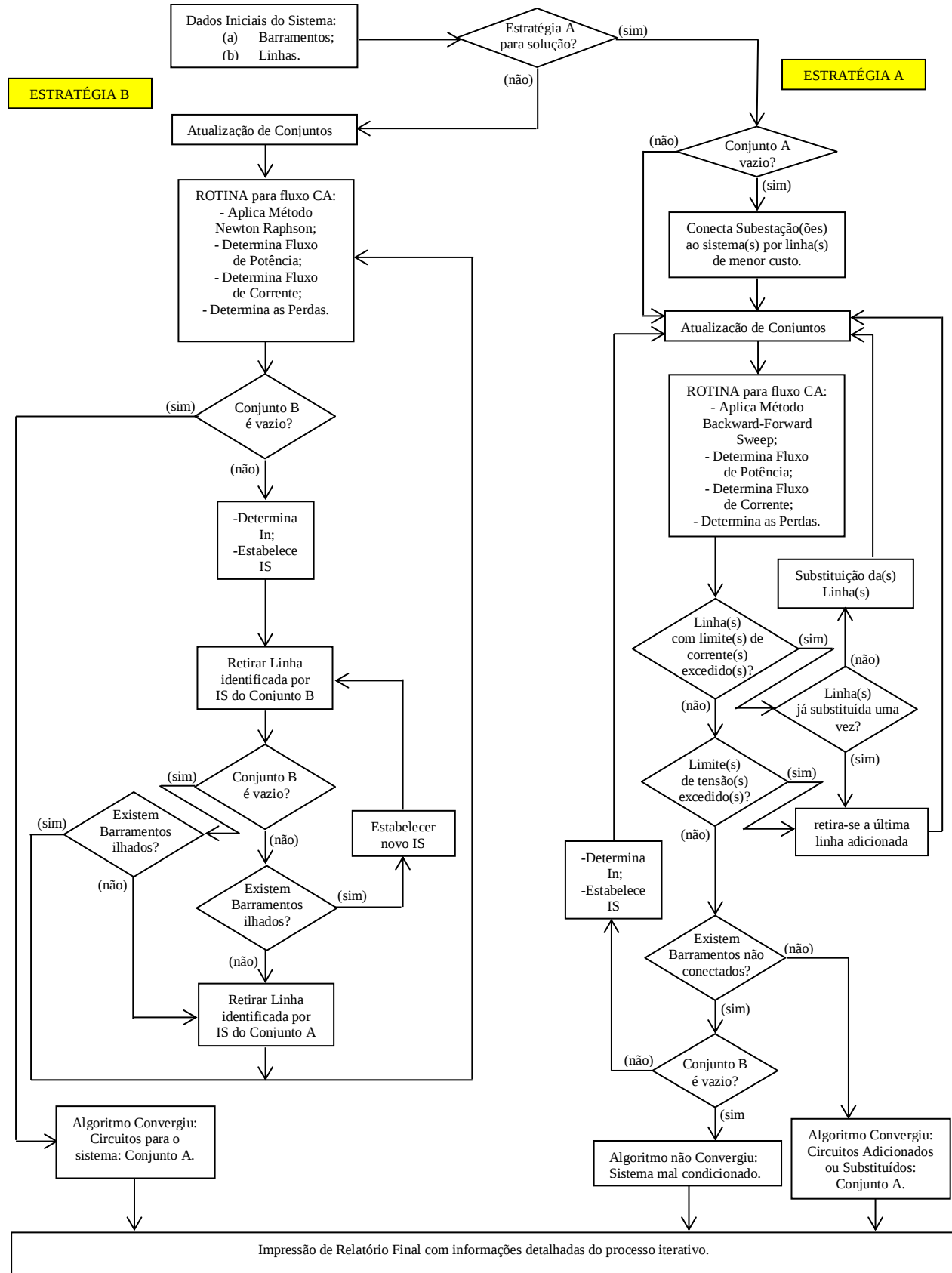


Fig. 1. Fluxograma para AHC-E.

III. TESTES COM O ALGORITMO

O AHC-E foi implementado utilizando a versão Demo do software GAMS 23.0. Para mostrar o desempenho computacional do algoritmo foram realizadas simulações com dois sistemas testes da literatura.

Estes dois sistemas possuem características diferentes. Neste contexto, o sistema de 23 Barras possui mais opções de adição de circuitos por barramento, quando comparado com o outro. Assim, para cada iteração, há mais opções para o AHC-E avaliar. Outra diferença é a distribuição das cargas nos barramentos dos dois sistemas. No sistema de 32 barras a distribuição das cargas não é uniforme, diferente da considerada no outro sistema.

O primeiro teste foi realizado no sistema de 23 barras [7], [10] e [14] e o segundo, no sistema de 32 barras, que foi adaptado de [15]. Nesta seção são apresentados os testes e os respectivos resultados obtidos através da simulação do AHC-E com estes dois sistemas. Para as simulações foi utilizado um Notebook Dell PC Intel® Core™ i7 2670QM @2.20 GHz, 6 GB RAM. A maneira escolhida para a apresentação dos resultados obtidos foi a de mostrar a solução sendo construída passo-a-passo, ou iteração por iteração. A tolerância adotada para os cálculos da subrotina de fluxo de potência CA foi de 1.10^{-8} (1,000E-8).

A. Sistema de 23 Barras

O Sistema de 23 Barras inicialmente não possui circuitos construídos e existe a possibilidade de se construir 35 circuitos (existem 35 linhas candidatas a adição). A Fig. 2 representa todas as possíveis conexões entre as linhas candidatas do sistema e a posição da subestação do sistema.

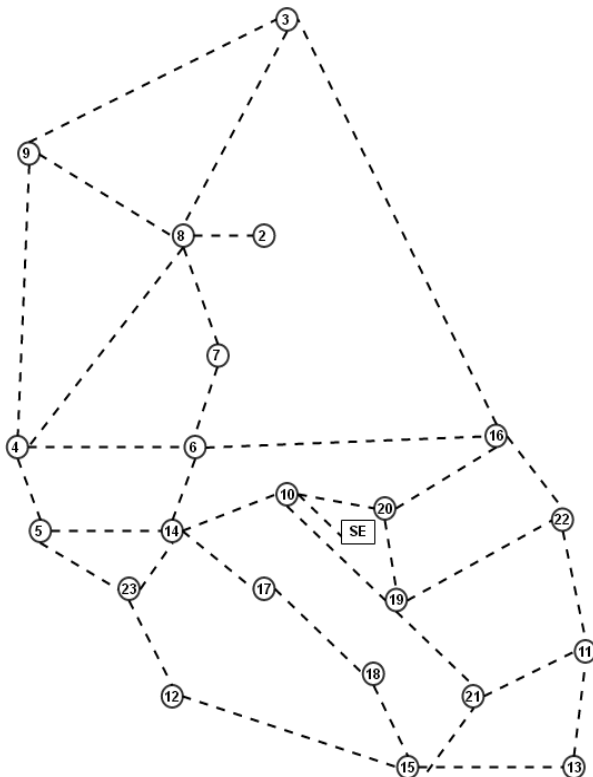


Fig. 2. Sistema de 23 Barras.

O sistema é alimentado com tensão de 34,5 kV, com a operação permitida entre 33,465kV e 35,535kV. Considerando a sua configuração, o sistema possui 21 barramentos com carga e uma subestação com capacidade de 10 MVA. Originalmente, o sistema conta com um barramento sem carga (barramento 2).

Existe a possibilidade de construção de dois tipos de linha: condutores de alumínio 1/0 e 4/0 com custos de construção (por quilometro) de 10k US\$/km e 40k US\$/km, respectivamente. As demandas, para os 21 barramentos de carga, foram consideradas com um fator de potência de 0,9. Os dados do sistema podem ser obtidos em [7] e [10].

O problema é resolvido de forma iterativa pelo AHC-E através da Estratégia Construtiva. O tempo computacional gasto foi de 3,7 segundos. A Fig. 3 ilustra a topologia final estabelecida pelo algoritmo.

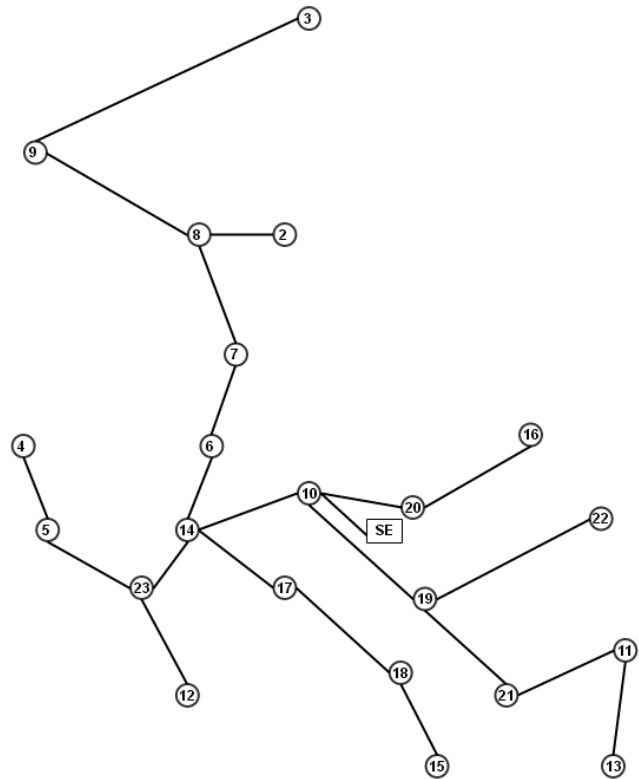


Fig. 3. Sistema de 23 Barras - Topologia Final.

A configuração da topologia obtida é idêntica ao dos trabalhos apresentados em [7] e [10], com um custo de construção de circuitos de US\$ 151892. Diferente da técnica empregada para a implementação do AHC-E, em [7] e [14], além do custo de construção de circuitos estavam presentes na função objetivo também os custos operacionais do sistema (perdas elétricas), sendo este o melhor resultado conhecido para estas condições.

A Tabela I representa o conjunto das linhas identificadas como interessantes e a escolhida, para cada iteração. As perdas elétricas para esta configuração do sistema foram menores do que a configuração estabelecida em [10].

TABELA I - RESULTADOS PARA SISTEMA DE 23 BARRAS

Iter	In (Linhas Candidatas)	Linha. Esc.	Ação	Custo Unitário US\$(10 ³)
1	In₀₁₋₁₀ = 0,2020	(01-10)	Construção	2,0209
2	In₁₀₋₁₄ = 1362147; In₁₀₋₁₉ = 868063; In₁₀₋₂₀ = 690209	(10-14)	Construção	4,2971
3	In₀₅₋₁₄ = 156509; In₀₆₋₁₄ = 203371; In₁₀₋₁₉ = 428351; In₁₀₋₂₀ = 352742; In₁₄₋₁₇ = 405464; In₁₄₋₂₃ = 370387;	(10-19)	Construção	5,9489
4	In₀₅₋₁₄ = 108586; In₀₆₋₁₄ = 139155; In₁₀₋₂₀ = 209670; In₁₄₋₁₇ = 269541; In₁₄₋₂₃ = 247002; In₁₉₋₂₀ = 146416; In₁₉₋₂₁ = 197778; In₁₉₋₂₈ = 187602;	(14-17)	Construção	4,4821
5	In₀₅₋₁₄ = 42657; In₀₆₋₁₄ = 82130; In₁₀₋₂₀ = 129040; In₁₄₋₂₃ = 142569; In₁₉₋₂₀ = 95995; In₁₉₋₂₁ = 128493; In₁₉₋₂₂ = 122060;	(14-23)	Construção	4,8604
6	In₀₅₋₁₄ = 42657; In₀₅₋₂₃ = 63503; In₀₆₋₁₄ = 53650; In₁₀₋₂₀ = 77677; In₁₂₋₂₃ = 59854; In₁₇₋₁₈ = 93922; In₁₉₋₂₀ = 65277; In₁₉₋₂₁ = 86896; In₁₉₋₂₂ = 82618;	(17-18)	Construção	4,4113
7	In₀₅₋₁₄ = 28502; In₀₅₋₂₃ = 43307; In₀₆₋₁₄ = 35705; In₁₀₋₂₀ = 49931; In₁₂₋₂₃ = 40845; In₁₅₋₁₈ = 45059; In₁₉₋₂₀ = 43835; In₁₉₋₂₁ = 58129; In₁₉₋₂₂ = 55302;	(19-21)	Construção	5,5500
8	In₀₅₋₁₄ = 23456; In₀₅₋₂₃ = 35904; In₀₆₋₁₄ = 29341; In₁₀₋₂₀ = 39675; In₁₁₋₂₁ = 36798; In₁₂₋₂₃ = 33871; In₁₅₋₁₈ = 37826; In₁₅₋₂₁ = 38813; In₁₉₋₂₀ = 33966; In₁₉₋₂₂ = 42787;	(19-22)	Construção	5,8266
9	In₀₅₋₁₄ = 19061; In₀₅₋₂₃ = 29366; In₀₆₋₁₄ = 23814; In₁₀₋₂₀ = 31302; In₁₁₋₂₁ = 29053; In₁₁₋₂₂ = 26734; In₁₂₋₂₃ = 27710; In₁₅₋₁₈ = 31285; In₁₅₋₂₁ = 30637; In₁₆₋₂₂ = 19394; In₁₉₋₂₀ = 26516;	(10-20)	Construção	6,9728
10	In₀₅₋₁₄ = 16994; In₀₅₋₂₃ = 26263; In₀₆₋₁₄ = 21220; In₁₁₋₂₁ = 26019; In₁₁₋₂₂ = 23951; In₁₂₋₂₃ = 24784; In₁₅₋₁₈ = 28129; In₁₅₋₂₁ = 27435; In₁₆₋₂₀ = 36414; In₁₆₋₂₂ = 17386;	(16-20)	Construção	5,0185
11	In₀₃₋₁₆ = 2198; In₀₅₋₁₄ = 14607; In₀₆₋₁₄ = 18228; In₀₆₋₁₆ = 12306; In₁₁₋₂₁ = 22480; In₁₁₋₂₂ = 20702; In₁₂₋₂₃ = 21382; In₁₅₋₁₈ = 24416; In₁₅₋₂₁ = 23701;	(15-18)	Construção	5,7114
12	In₀₃₋₁₆ = 1882; In₀₅₋₁₄ = 11430; In₀₅₋₂₃ = 17811; In₀₆₋₁₄ = 14250; In₀₆₋₁₆ = 9817; In₁₁₋₂₁ = 17956; In₁₁₋₂₂ = 16545; In₁₂₋₁₅ = 10632; In₁₂₋₂₃ = 16813; In₁₃₋₁₅ = 16829;	(11-21)	Construção	6,3941
13	In₀₃₋₁₆ = 1663; In₀₅₋₁₄ = 9643; In₀₅₋₂₃ = 15066; In₀₆₋₁₄ = 12016; In₀₆₋₁₆ = 8291; In₁₁₋₁₃ = 18196; In₁₂₋₁₅ = 9114; In₁₂₋₂₃ = 14223; In₁₃₋₁₅ = 14415	(11-13)	Construção	5,0527
14	In₀₃₋₁₆ = 1434; In₀₅₋₁₄ = 7920; In₀₅₋₂₃ = 12406; In₀₆₋₁₄ = 9864; In₀₆₋₁₆ = 6816; In₁₂₋₁₅ = 7604; In₁₂₋₂₃ = 11713;	(05-23)	Construção	6,4091
15	In₀₃₋₁₆ = 1292; In₀₄₋₀₅ = 7137; In₀₆₋₁₄ = 8566; In₀₆₋₁₆ = 5975; In₁₂₋₁₅ = 6668; In₁₂₋₂₃ = 10096;	(12-23)	Construção	6,7855
16	In₀₃₋₁₆ = 1157; In₀₄₋₀₅ = 6170; In₀₆₋₁₄ = 7414; In₀₆₋₁₆ = 5215;	(06-14)	Construção	8,1772
17	In₀₃₋₁₆ = 1054; In₀₄₋₀₅ = 5513; In₀₄₋₀₆ = 3511; In₀₆₋₁₆ = 6477;	(06-07)	Construção	8,1807
18	In₀₃₋₁₆ = 948; In₀₄₋₀₅ = 4864; In₀₄₋₀₆ = 3059; In₀₇₋₀₈ = 6619;	(07-08)	Construção	6,8661
19	In₀₂₋₀₈ = 60090; In₀₃₋₀₈ = 1144; In₀₃₋₁₆ = 840; In₀₄₋₀₅ = 4226; In₀₄₋₀₆ = 2631; In₀₄₋₀₈ = 1650; In₀₈₋₀₉ = 1852;	(02-08)	Construção	0,756
20	In₀₃₋₀₈ = 1144; In₀₃₋₁₆ = 840; In₀₄₋₀₅ = 4226; In₀₄₋₀₆ = 2631; In₀₄₋₀₈ = 1650; In₀₈₋₀₉ = 1852;	(04-05)	Construção	9,402
21	In₀₃₋₀₈ = 1031; In₀₃₋₁₆ = 752; In₀₄₋₀₉ = 980; In₀₈₋₀₉ = 1642;	(08-09)	Construção	20,567
22	In₀₃₋₀₈ = 881; In₀₃₋₀₉ = 1255; In₀₃₋₁₆ = 657;	(03-09)	Construção	18,202
23	-	-	-	-

Para ilustrar a quantidade de recursos (custo, custo acumulado e a quantidade da demanda atendida), durante a dinâmica de conexão dos barramentos no processo iterativo, é apresentado o gráfico da Fig.4.

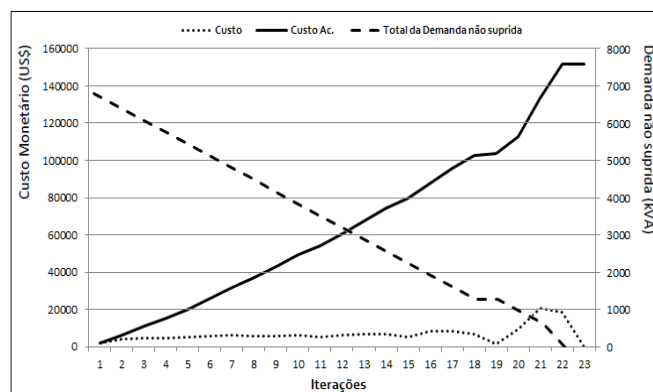


Fig. 4. Gráfico de Investimentos - Sistema de 23 Barras.

B. Sistema de 32 Barras

Originalmente este sistema possuía 32 circuitos construídos e 5 circuitos de interconexão. Com a adaptação, foi considerado que inicialmente o sistema não possuía nenhum circuito construído. Através desta adaptação, o sistema passou a ter 37 circuitos candidatos à construção.

Também foi considerado que o sistema é alimentado com tensão de 34,5 kV, com a operação permitida entre 33,465kV e 35,535 kV.

As demandas para os 31 barramentos de carga não são uniformes. Outra diferença com relação ao sistema teste anterior é que existem menos opções de circuitos candidatos à adição por barramento.

As Tabelas II, III e IV apresentam os dados de demanda, do tipo de condutor e das linhas, respectivamente, para este sistema.

TABELA II - DADOS DOS BARRAMENTOS

Barra	S _D kVA	S ⁰ kVA
0	0,0	1000
1	116,620	-
2	984,89	-
3	144,220	-
4	67,082	-
5	63,246	-
6	223,610	-
7	223,610	-
8	63,246	-
9	63,246	-
10	54,083	-
11	69,462	-
12	69,462	-
13	144,220	-
14	60,828	-
15	63,246	-
16	63,246	-

Barra	S _D kVA	S ⁰ kVA
17	98,489	-
18	98,489	-
19	98,489	-
20	98,489	-
21	98,489	-
22	102,960	-
23	465,190	-
24	465,190	-
25	65,000	-
26	65,000	-
27	63,246	-
28	138,920	-
29	632,460	-
30	165,530	-
31	232,590	-
32	72,111	-
-	-	-

TABELA III - DADOS DO TIPO DE CONDUTOR DISPONÍVEL

Tipo	Capacidade A	Resistência Ω/km	Reatância Ω/km	Custo US\$/km
1/0	230	0,6045	0,429	10000

TABELA IV - DADOS DAS LINHAS

Barra De	Barra Para	Comp km
0	1	0,1396
1	2	0,7464
2	3	0,5541
3	4	0,5770
4	5	1,4596
5	6	0,8722
6	7	1,0108
7	8	1,7110
8	9	1,7263
9	10	0,2793
10	11	0,5320
11	12	2,5199
12	13	1,2078
13	14	1,0673
14	15	1,2467
15	16	2,9008
16	17	1,2549
1	18	0,3058
18	19	2,7315

Barra De	Barra Para	Comp Km
19	20	0,8495
20	21	1,5834
2	22	0,7372
22	23	1,5436
23	24	1,5348
5	25	0,3073
25	26	0,4302
26	27	1,9047
27	28	1,4389
28	29	0,7683
29	30	1,8482
30	31	0,6433
31	32	0,8504
7	20	3,8157
8	14	3,8157
11	21	3,8157
17	32	0,9539
24	28	0,9539

Para ilustrar a quantidade de recursos (custo unitário, custo acumulado e o custo total), durante a dinâmica de destruição de linhas, é apresentado o gráfico da Fig.5.

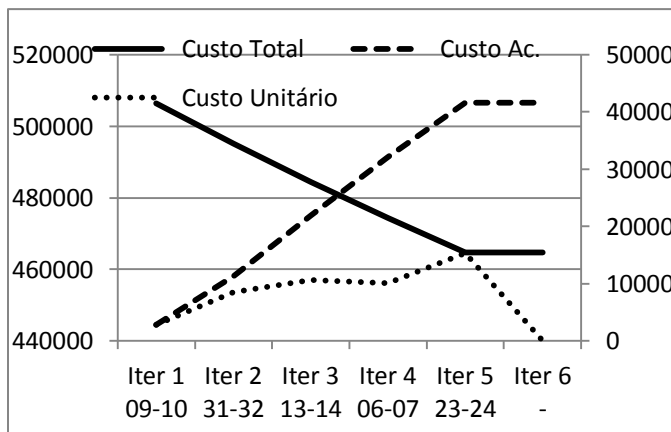


Fig. 5. Gráfico de Investimentos - Sistema de 32 Barras

Os 37 circuitos candidatos a adição são representados através da Fig.6, com a subestação localizada no barramento zero.

O problema é resolvido de forma iterativa pelo AHC-E através da Estratégia Destrutiva. O tempo computacional gasto foi de 3,37 segundos.

A Tabela V representa o conjunto das linhas identificadas como interessantes, as escolhidas para serem destruídas, as que não puderam ser destruídas (por desconectarem barramentos do sistema) e as que foram efetivamente

destruídas até a determinação da configuração da topologia radial para o sistema. As perdas elétricas para esta configuração do sistema foram menores do que a configuração estabelecida em [16]. O custo total da topologia radial determinada no final do processo iterativo foi de US\$ 464760.

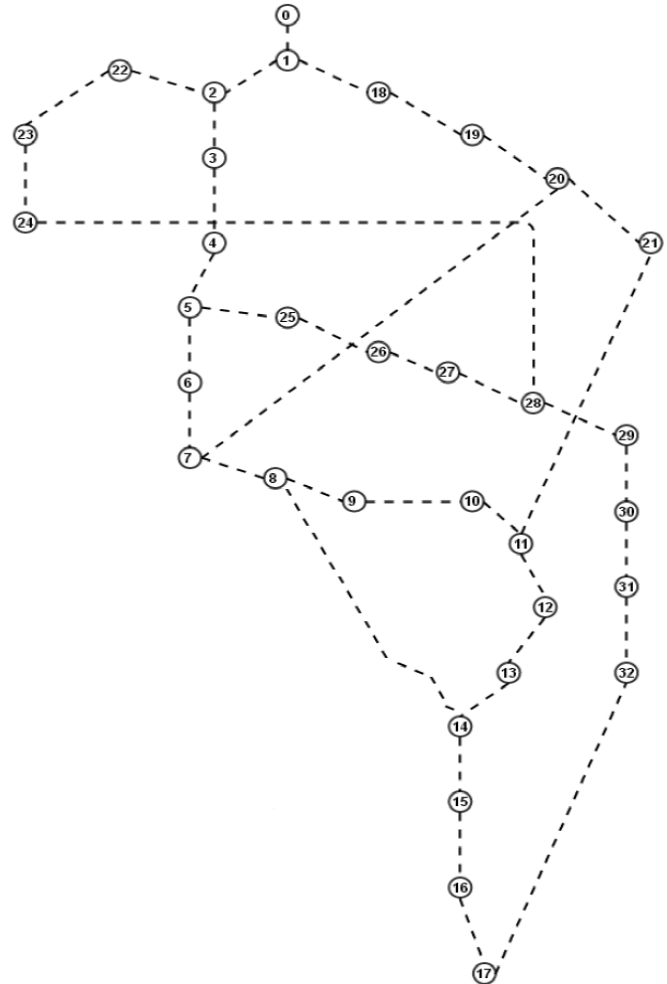


Fig. 6. Sistema de 32 Barras.

TABELA IV - RESULTADOS DO PROCESSO ITERATIVO

Iter	In (Linhas Candidatas)	Linha. Esc.	Ação	Custo Sistema US\$(10 ³)
1	In ₀₀₋₀₁ = 4110869; In ₀₁₋₀₂ = 2852772; In ₀₂₋₀₃ = 1289300; In ₀₃₋₀₄ = 1159222; In ₀₄₋₀₅ = 1098360; In ₀₅₋₀₆ = 378239; In ₀₆₋₀₇ = 176912; In ₀₇₋₀₈ = 380082; In ₀₈₋₀₉ = 47221; In ₀₈₋₁₄ = 275783; In₀₉₋₁₀= 9702 ; In ₁₀₋₁₁ = 58377; In ₁₁₋₁₂ = 268077; In ₁₂₋₁₃ = 205446; In ₁₃₋₁₄ = 75616; In ₀₁₋₁₈ = 1151658; In ₀₇₋₂₀ = 404438; In ₁₁₋₂₁ = 388971; In ₁₄₋₁₅ = 296466; In ₁₅₋₁₆ = 239476; In ₁₆₋₁₇ = 182449; In ₁₈₋₁₉ = 1062764; In ₁₉₋₂₀ = 972185; In ₂₀₋₂₁ = 478205; In ₀₂₋₂₂ = 1470717; In ₀₅₋₂₅ = 662088; In ₂₂₋₂₃ = 1377049; In ₂₃₋₂₄ = 956532; In ₂₄₋₂₈ = 536973; In ₂₅₋₂₆ = 603503; In ₂₆₋₂₇ = 544904; In ₂₇₋₂₈ = 487624; In ₁₇₋₃₂ = 93782; In ₂₈₋₂₉ = 899179; In ₂₉₋₃₀ = 329571; In ₃₀₋₃₁ = 180467; In ₃₁₋₃₂ = 28876;	(09-10)	Retirada	506,377
2	In ₀₀₋₀₁ = 4110870; In ₀₁₋₀₂ = 2854036; In ₀₂₋₀₃ = 1290736; In ₀₃₋₀₄ = 1160357; In ₀₄₋₀₅ = 1099494; In ₀₅₋₀₆ = 379946; In ₀₆₋₀₇ = 178618; In ₀₇₋₀₈ = 384926; In ₀₈₋₀₉ = 56924; In ₀₈₋₁₄ = 270919;	(31-32)	Retirada	495,080

	$\ln_{10-11} = 48674$; $\ln_{1-12} = 273390$; $\ln_{12-13} = 210755$; $\ln_{13-14} = 80923$; $\ln_{01-18} = 1150395$; $\ln_{07-20} = 407577$; $\ln_{11-21} = 384582$; $\ln_{14-15} = 296916$; $\ln_{15-16} = 239925$; $\ln_{16-17} = 182898$; $\ln_{18-19} = 1061501$; $\ln_{19-20} = 970927$; $\ln_{20-21} = 473803$; $\ln_{02-22} = 1470841$; $\ln_{05-25} = 661512$; $\ln_{22-23} = 1377173$; $\ln_{23-24} = 956656$; $\ln_{24-28} = 537097$; $\ln_{25-26} = 602927$; $\ln_{26-27} = 544329$; $\ln_{27-28} = 487050$; $\ln_{17-32} = 94231$; $\ln_{28-29} = 898729$; $\ln_{29-30} = 329122$; $\ln_{30-31} = 180018$; $\ln_{31-32} = 29325$;				
3	$\ln_{00-01} = 4110879$; $\ln_{01-02} = 2863965$; $\ln_{02-03} = 1287857$; $\ln_{03-04} = 1157480$; $\ln_{04-05} = 1096619$; $\ln_{05-06} = 360348$; $\ln_{06-07} = 159027$; $\ln_{07-08} = 365737$; $\ln_{08-09} = 56924$; $\ln_{08-14} = 251746$; $\ln_{10-11} = 48674$; $\ln_{11-12} = 263152$; $\ln_{12-13} = 200525$; $\ln_{13-14} = 70697$; $\ln_{01-18} = 1140476$; $\ln_{07-20} = 407975$; $\ln_{11-21} = 374343$; $\ln_{14-15} = 267542$; $\ln_{15-16} = 210564$; $\ln_{16-17} = 153561$; $\ln_{18-19} = 1051586$; $\ln_{19-20} = 961048$; $\ln_{20-21} = 463536$; $\ln_{02-22} = 1483623$; $\ln_{05-25} = 678242$; $\ln_{22-23} = 1389938$; $\ln_{23-24} = 969386$; $\ln_{24-28} = 549803$; $\ln_{25-26} = 619653$; $\ln_{26-27} = 561049$; $\ln_{27-28} = 503748$; $\ln_{17-32} = 64902$; $\ln_{28-29} = 928110$; $\ln_{29-30} = 358476$; $\ln_{30-31} = 209348$;	(10-11) (08-09) (17-32) (13-14)	Não retirada Não retirada Não retirada Retirada	484,407	
4	$\ln_{00-01} = 4110938$; $\ln_{01-02} = 2886025$; $\ln_{02-03} = 1304866$; $\ln_{03-04} = 1174474$; $\ln_{04-05} = 1113598$; $\ln_{05-06} = 382265$; $\ln_{06-07} = 180935$; $\ln_{07-08} = 436591$; $\ln_{08-14} = 322538$; $\ln_{11-12} = 192385$; $\ln_{12-13} = 129810$; $\ln_{01-18} = 1118474$; $\ln_{07-20} = 456925$; $\ln_{11-21} = 303576$; $\ln_{14-15} = 267542$; $\ln_{15-16} = 210564$; $\ln_{16-17} = 153561$; $\ln_{18-19} = 1029594$; $\ln_{19-20} = 939135$; $\ln_{20-21} = 392593$; $\ln_{02-22} = 1488615$; $\ln_{05-25} = 673270$; $\ln_{22-23} = 1394922$; $\ln_{23-24} = 974357$; $\ln_{24-28} = 554765$; $\ln_{25-26} = 614682$; $\ln_{26-27} = 556079$; $\ln_{27-28} = 498785$; $\ln_{28-29} = 928110$; $\ln_{29-30} = 358476$; $\ln_{30-31} = 209348$;	(12-13) (16-17) (06-07)	Não retirada Não retirada Retirada	474,299	
5	$\ln_{00-01} = 4111198$; $\ln_{01-02} = 2703901$; $\ln_{02-03} = 1164432$; $\ln_{03-04} = 1034161$; $\ln_{04-05} = 973399$; $\ln_{05-06} = 201271$; $\ln_{07-08} = 436592$; $\ln_{08-14} = 322539$; $\ln_{11-12} = 192385$; $\ln_{01-18} = 1300858$; $\ln_{07-20} = 456925$; $\ln_{11-21} = 303576$; $\ln_{14-15} = 267542$; $\ln_{15-16} = 210564$; $\ln_{18-19} = 1211893$; $\ln_{19-20} = 1120732$; $\ln_{20-21} = 392593$; $\ln_{02-22} = 1447401$; $\ln_{05-25} = 714334$; $\ln_{22-23} = 1353765$; $\ln_{23-24} = 933311$; $\ln_{24-28} = 513795$; $\ln_{25-26} = 655735$; $\ln_{26-27} = 597118$; $\ln_{27-28} = 539767$; $\ln_{28-29} = 928109$; $\ln_{29-30} = 358476$; $\ln_{30-31} = 209348$;	(11-12) (05-06) (30-31) (15-16) (14-15) (11-21) (08-14) (29-30) (20-21) (07-08) (24-28)	Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Retirada	464,760	
6	$\ln_{00-01} = 4113148$; $\ln_{01-02} = 2705849$; $\ln_{02-03} = 1682516$; $\ln_{03-04} = 1551730$; $\ln_{04-05} = 1490480$; $\ln_{01-18} = 1300858$; $\ln_{07-20} = 637841$; $\ln_{18-19} = 1211893$; $\ln_{19-20} = 1120732$; $\ln_{02-22} = 931261$; $\ln_{05-25} = 1230240$; $\ln_{22-23} = 838195$; $\ln_{23-24} = 418840$; $\ln_{25-26} = 1171446$; $\ln_{26-27} = 1112572$; $\ln_{27-28} = 1054156$; $\ln_{28-29} = 928112$;	(23-24) (07-20) (22-23) (28-29) (02-22) (27-28) (26-27) (19-20) (25-26) (18-19) (05-25) (01-18) (04-05) (03-04) (02-03) (01-02) (00-01)	Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada Não retirada	464,760	
	Não há mais circuitos para serem retirados			464,760	

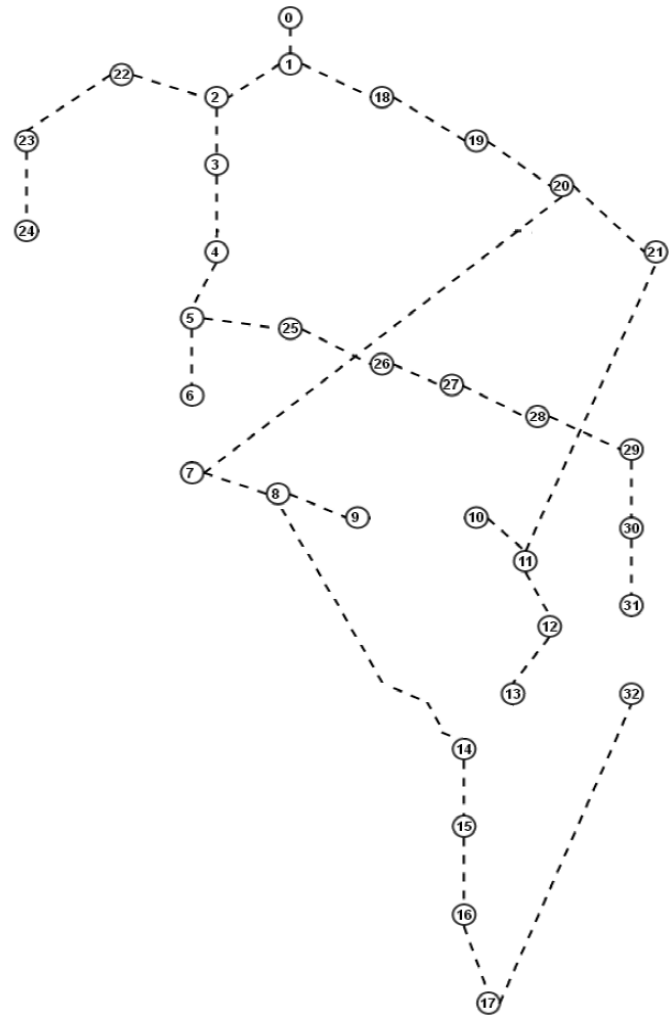


Fig. 7. Sistema de 32 Barras - Topologia Final.

IV. CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho foi apresentar um novo algoritmo heurístico construtivo para ser aplicado no PESDEE, em redes aéreas de media tensão. Foi apresentado os testes computacionais do algoritmo para dois sistemas testes, com características diferentes, para avaliar o desempenho do algoritmo. Os sistemas testes utilizados possuem características diferentes. O sistema de 23 Barras tem, por características, mais opções de linhas candidatas para conectar os barramentos, quando comparado com o outro sistema. O sistema de 32 Barras, por sua vez, possui uma distribuição de demandas (cargas) não tão uniforme quanto a distribuição do outro sistema.

Para os dois sistemas testes, o AHC-E teve um bom desempenho, com um excelente tempo de convergência, obtendo configurações factíveis e de qualidade.

V. REFERÊNCIAS

- [1] A. M. Cossi, "Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de media e baixa tensão," Tese de doutorado, Departamento de Eng. Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.
- [2] L. M. Queiroz, "Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica," Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia

A Fig. 7 ilustra a topologia final estabelecida pelo algoritmo.

Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

- [3] L. S. Barreto, "Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Geração Distribuída," Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia, PUC-RS, Porto Alegre, 2007.
- [4] S. K. Khaton e L. C. Leung, "Power Distribution Planning: A Review of Models," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 12, pp. 1151-1159, Aug. 1997.
- [5] M. L. Oliveira, "Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica," Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.
- [6] D. L. Wall, G. L. Thompson e J. E. D. Northcote-Green, "An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, pp. 1061-1068, May 1979.
- [7] M. Lavorato, M. J. Rider, A. V. Garcia e R. Romero, "A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 25, pp. 1734-1742, Aug. 2010.
- [8] C. Rocha, J. Contreras, R. C. Lotero e J. Muñoz. Um Modelo Híbrido Linear Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Artigo apresentado no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos- IV SBSE 2012. [Online]. Disponível em:
<http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96601.PDF>
- [9] C. Rocha, J. Contreras, R. C. Lotero e J. Muñoz. Algoritmo Heurístico Construtivo Enumerativo Aplicado ao Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Artigo apresentado no Congresso Brasileiro de Automática- XIX CBA 2012. [Online]. Disponível em:
<http://www.eletrica.ufpr.br/anais/cba/2012/Artigos/99402.pdf>
- [10] C. Rocha e W. D. F. Mendonça, "Algoritmo Especializado para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição," in *Proc. The 9th Latin-American Congress in Electricity Generation and Transmission - Clagtee 2013*.
- [11] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen e G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 3, pp. 753-762, May 1988.
- [12] A. Brooke, D. Kendrick e A. Meeraus, *GAMS Sistema Geral de Modelagem Algébrica*, Rio de Janeiro: Edgar Blücher, 1997, p. 130.
- [13] W. F. Tinney e C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-86, pp. 1449-1460, Nov. 1967.
- [14] J. F. Gomez, H. M. Khodr, P.M. De Oliveira, L. Ocque, J.M. Yusta, R. Villasana e A. J. Urdaneta, "Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Feeders for Loss Minimization," *IEEE Trans. Power Systems*, vol.19, pp. 996-1004, May 2004.
- [15] S.K. Goswami e S. K. Basu, "A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol.7, pp. 1484-1491, Jul. 1992.
- [16] W. D. F. Mendonça, "Algoritmo especializado aplicado ao planejamento da expansão de redes aéreas de sistemas de distribuição," Dissertação de mestrado, Centro de Engenharia e Ciências Exatas, Universidade

VI. BIOGRAFIAS



C. Rocha (M'09) Possui graduação (1996), mestrado (1999) e doutorado (2004) em Engenharia Elétrica, pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), campus de Ilha Solteira, Brasil. Atualmente é Professor Adjunto da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), campus de Foz do Iguaçu, Brasil. Atua principalmente nos seguintes temas: Otimização, Técnicas de Otimização, Planejamento de Sistemas Elétricos.



M. H. M. Brandt Possui graduação em Engenharia Elétrica (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná, campus de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. Atualmente é aluno do curso de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.



W. D. F. Mendonça Possui graduação em sistemas de informação pela Faculdade sul Brasil-FASUL (2011) e mestrado em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos, pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), campus de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.