



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

**IMPLEMENTAÇÃO DE MODELOS PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
POTÊNCIA UTILIZANDO FORMULAÇÕES ESTÁTICA E DINÂMICA**

Fabio Pereira Brilhante

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Rio de Janeiro
Dezembro de 2010

Implementação de Modelos para Planejamento da Expansão de Sistemas de Potência Utilizando Formulações Estática e Dinâmica

Fabio Pereira Brilhante

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc
(Orientadora)

Prof.^o Djalma Mosqueira Falcão, D. Sc.

Prof.^o Glauco Nery Taranto, Ph. D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2010

Dedico este trabalho aos meus queridos pais Osvaldo Brilhante Filho e Rosemeri Pereira Brilhante que sempre me apoiaram e ajudaram em todas as decisões da minha vida, além de serem grandes exemplos de conduta e caráter e a Anastácia de Souza Costa por todo auxílio e compreensão nos momentos de ausência. Não conseguiria conceber esta longa e árdua jornada sem a presença de vocês em minha vida.

Agradecimentos

Agradeço aos meus familiares e amigos pelo apoio e incentivo durante a realização deste trabalho.

Agradeço à professora Carmen Lucia Tancredo Borges não só pelas diversas explicações e ensinamentos, mas também por sempre me incentivar a dar o máximo, além de disponibilizar o seu tempo para orientação deste trabalho e o espaço dentro do Laboratório de Sistemas de Potência (LASP).

Agradeço a todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) pelos conhecimentos transmitidos dentro e fora das salas de aula. Conhecimentos estes que, certamente, levarei não só para o decorrer da minha vida profissional como pessoal também.

Agradeço aos meus queridos companheiros de turma pelas incontáveis horas de estudo divididas sempre mantendo o moral alto e o bom humor, além da presença sempre agradável de vocês fora de sala de aula também.

Por fim, agradeço especialmente aos amigos Rodrigo Luiz de Souza Valle e Rosana Paiva Mota pela imprescindível ajuda no início deste trabalho e valioso incentivo para o prosseguimento do mesmo.

Resumo

Este trabalho tem como objetivo fazer uma análise a respeito da ampliação das capacidades de geração e transmissão e da operação de um sistema elétrico considerando um aumento de carga anual dentro de um horizonte de estudo, baseando-se em critérios utilizados no Brasil para este tipo de estudo. Neste trabalho foram utilizadas duas formulações diferentes considerando a divisão do horizonte de estudo em um estágio (estático) e dois estágios (dinâmico).

Os sistemas elétricos de potência são responsáveis por gerar, transmitir e distribuir energia elétrica das fontes geradoras até os consumidores. Existem diversas formas de se gerar energia, as mais comuns são as fontes hidrelétricas e térmicas. Ao longo dos anos, é esperado um acompanhamento da demanda de energia de uma região de acordo com o seu desenvolvimento socioeconômico, isto é, quanto mais desenvolvida essa região, em termos de população e indústria, maior será seu consumo de energia elétrica.

O estudo de planejamento é um problema de otimização o qual tem a finalidade de analisar a melhor maneira de se investir na ampliação da capacidade de um sistema e operá-lo garantindo o mínimo custo total, que consiste na soma dos custos de investimento e de operação do sistema, para que, dentro do horizonte de estudo, a demanda de energia seja satisfeita a todo tempo, respeitando restrições de natureza financeira, limites físicos dos equipamentos e incertezas associadas às diversas variáveis do problema.

Portanto, foi criado um programa em Matlab utilizando a função *fmincon*, na qual se utiliza programação não-linear com variáveis contínuas obedecendo às restrições definidas e está situada dentro das ferramentas de otimização do programa, para resolver o problema do planejamento da expansão de um sistema, tratando as duas formulações propostas empregando o modelo de carga CC e bases de custos de investimento e operação diferentes.

Sumário

| | | |
|-----|-----------------------------------------------------------------|----|
| 1. | Introdução | 1 |
| 1.1 | Considerações Gerais..... | 1 |
| 1.2 | Objetivo do Trabalho | 2 |
| 1.3 | Estrutura do Trabalho | 3 |
| 2. | Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Potência..... | 4 |
| 2.1 | História do Setor Elétrico Brasileiro..... | 4 |
| 2.2 | Sistemas Hidrotérmicos | 8 |
| 2.3 | O Sistema Interligado Nacional | 11 |
| 2.4 | Características do Planejamento da Expansão | 12 |
| 2.5 | Cenário Brasileiro | 14 |
| 3. | Formulação do Problema | 17 |
| 3.1 | Modelo de Planejamento Estático..... | 17 |
| 3.2 | Modelo de Planejamento Dinâmico..... | 22 |
| 4. | Dados das Simulações..... | 25 |
| 4.1 | Programa Desenvolvido..... | 25 |
| 4.2 | Definição dos Custos | 26 |
| 4.3 | Definição dos Limites | 28 |
| 4.4 | Definição da Função Objetivo | 28 |
| 4.5 | Definição da Função de Restrições Não-Lineares | 29 |
| 4.6 | Critérios Utilizados | 29 |
| 4.7 | Sistema utilizado..... | 30 |
| 4.8 | Simulações Realizadas..... | 32 |
| 5. | Resultados | 34 |
| 5.1 | Formulação Estática..... | 34 |
| 5.2 | Formulação Dinâmica..... | 44 |
| 6. | Conclusões | 59 |
| 6.1 | Recomendações para Trabalhos Futuros..... | 60 |

| | |
|--------------------------------------------------------|----|
| Anexos..... | 61 |
| I. Fluxo de Potência CC | 61 |
| II. Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM) | 63 |
| Referências Bibliográficas | 65 |

Índice de Figuras

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1 – Primeiro bonde elétrico no Brasil [20]..... | 5 |
| Figura 2.2– Gráfico da evolução da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro ao longo dos anos | 8 |
| Figura 2.3 – Gráfico da capacidade instalada no SIN no início do ano de 2010 [6]..... | 9 |
| Figura 2.4 – Usina Hidrelétrica de Itaipu [15] | 9 |
| Figura 2.5 – Usina Termelétrica de Cubatão [16] | 11 |
| Figura 2.6 – O Sistema Interligado Nacional [12] | 12 |
| Figura 2.7 – Diagrama de Interligações entre as regiões do SIN | 14 |
| Figura 2.8 – Diagrama explicativo da consideração do leilão A – 5 no PDE | 15 |
| Figura 3.1 – Diagrama esquemático da formulação estática..... | 18 |
| Figura 3.2 – Diagrama esquemático da formulação dinâmica | 22 |
| Figura 4.1 – Sistema Teste Brasileiro 16 barras modificado..... | 30 |
| Figura I.1 – Diagrama de Fluxo de Potência entre as barras i e j | 61 |
| Figura II.2 – Função com mínimos locais | 63 |

Índice de Tabelas

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 4.1 – Custos utilizados nos estudos | 27 |
| Tabela 4.2 – Dados de barra do sistema..... | 31 |
| Tabela 4.3 – Dados de linha do sistema..... | 31 |
| Tabela 4.4 – Dados de transformadores do sistema | 31 |
| Tabela 4.5 – Classificação das simulações realizadas..... | 33 |
| Tabela 5.1 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.1 para ambas as bases de custos | 34 |
| Tabela 5.2 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do PDE | 35 |
| Tabela 5.3 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 35 |
| Tabela 5.4 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.2 para ambas as bases de custos | 35 |
| Tabela 5.5 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do PDE | 36 |
| Tabela 5.6 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 36 |
| Tabela 5.7 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.3 para ambas as bases de custos | 37 |
| Tabela 5.8 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do PDE | 37 |
| Tabela 5.9 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 37 |
| Tabela 5.10 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.4 para ambas as bases de custos | 38 |
| Tabela 5.11 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do PDE | 38 |
| Tabela 5.12 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 38 |
| Tabela 5.13 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.1 para ambas as bases de custos | 39 |
| Tabela 5.14 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do PDE..... | 39 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 5.15 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 39 |
| Tabela 5.16 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.2 para ambas as bases de custos | 40 |
| Tabela 5.17 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do PDE..... | 40 |
| Tabela 5.18 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 40 |
| Tabela 5.19 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.3 para ambas as bases de custos | 41 |
| Tabela 5.20 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do PDE..... | 41 |
| Tabela 5.21 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 41 |
| Tabela 5.22 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.4 para ambas as bases de custos | 42 |
| Tabela 5.23 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do PDE..... | 42 |
| Tabela 5.24 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 42 |
| Tabela 5.25 – Tabela com todos os resultados da formulação estática | 43 |
| Tabela 5.26 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.1 para ambas as bases de custos | 44 |
| Tabela 5.27 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do PDE | 45 |
| Tabela 5.28 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 45 |
| Tabela 5.29 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.2 para ambas as bases de custos | 46 |
| Tabela 5.30 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do PDE | 46 |
| Tabela 5.31 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 47 |
| Tabela 5.32 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.3 para ambas as bases de custos | 48 |
| Tabela 5.33 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do PDE | 48 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 5.34 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 49 |
| Tabela 5.35 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.4 para ambas as bases de custos | 49 |
| Tabela 5.36 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do PDE | 50 |
| Tabela 5.37 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 50 |
| Tabela 5.38 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.1 para ambas as bases de custos | 51 |
| Tabela 5.39 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do PDE..... | 51 |
| Tabela 5.40 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 52 |
| Tabela 5.41 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.2 para ambas as bases de custos | 53 |
| Tabela 5.42 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do PDE..... | 53 |
| Tabela 5.43 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 54 |
| Tabela 5.44 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.3 para ambas as bases de custos | 55 |
| Tabela 5.45 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do PDE..... | 55 |
| Tabela 5.46 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 56 |
| Tabela 5.47 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.4 para ambas as bases de custos | 56 |
| Tabela 5.48 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do PDE..... | 57 |
| Tabela 5.49 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL..... | 57 |
| Tabela 5.50 – Tabela com todos os resultados da formulação dinâmica | 58 |
| Tabela 6.1 - Comparação de custos totais entre as formulações com base de custos do PDE..... | 59 |
| Tabela 6.2 – Comparação de custos totais entre as formulações com base de custos do CCEE/ANEEL | 60 |

1. INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

A energia elétrica, hoje em dia, está presente na vida de cada pessoa e torna-se cada vez mais indispensável para a vida humana. Ela é utilizada para diversos fins, facilitando enormemente atividades complexas, como a operação de máquinas de grande porte numa fábrica, e simples, como fazer o café de todas as manhãs, proporcionando uma melhor qualidade de vida para os homens. Portanto, cada vez mais ela ocupa lugar de destaque, o que explica o aumento no consumo de energia elétrica ao decorrer dos anos, que acompanha o crescimento econômico e demográfico das cidades e regiões. Com isso, um fornecimento de energia seguro, contínuo, de qualidade e, sem dúvida, barato, é imprescindível para o desenvolvimento das indústrias e conforto nas residências.

Segundo Peter Drucker, filósofo e economista austríaco: “Planejar é preparar-se para o inevitável, prevenindo o indesejável e controlando o que for controlável”. Traduzindo isto para a esfera de um problema de expansão de redes elétricas, pode-se destacar que *o inevitável* seria o crescimento de demanda de carga, *o indesejável* seria o fato de não atender a esse crescimento deixando de fornecer energia para os consumidores e *o controlável* seriam as variáveis de investimento e operação, como o aumento da capacidade geradora e o despacho de potência mais econômico desse sistema.

Os agentes reguladores e atuantes no sistema elétrico, o qual provê energia para os seus usuários, devem prepará-lo para suportar esse inevitável crescimento do mercado consumidor. Para isso, é importante saber prever esse aumento, de forma a aprimorar o sistema para que tudo seja feito em tempo adequado, pois a ampliação das capacidades de geração e transmissão são empreendimentos de elevado custo financeiro e levam tempo desde a decisão de sua implantação até sua plena operação, o que justifica tomar uma decisão com muitos anos de antecedência. Além disso, os fatores ligados a operacionalidade do sistema devem ser controlados para que se previna o corte de carga, que certamente é sinônimo de prejuízo não só para as concessionárias de energia, que estão deixando de faturar com a venda de energia, como para os consumidores, que estão deixando de produzir ou trabalhar.

É importante, também, avaliar o melhor lugar para se instalar reforços na rede e a quantidade mínima que atenda às necessidades das cargas consumidoras, para que não ocorram desperdícios nem superdimensionamentos, tendo em vista que alguns empreendimentos não podem ser implantados em qualquer lugar, como, por exemplo, usinas hidrelétricas e parques eólicos, os quais dependem de variáveis quanto à disponibilidade do seu “combustível”. Muitos outros fatores influenciam no

planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, podendo ressaltar ainda os de natureza ambiental e política, esse primeiro cada vez ganhando mais destaque.

Devido ao grande número de variáveis, esse estudo se torna muito complexo e delicado, mas ao mesmo tempo, ele é importante e está diretamente ligado ao desenvolvimento socioeconômico de uma região. O desenvolvimento de uma metodologia de estudo que analise o problema de forma global e detalhada é indispensável, porém complicada. Um desafio a ser vencido.

1.2 Objetivo do Trabalho

O objetivo deste trabalho é implementar dois tipos de modelos para o estudo de planejamento da expansão de um sistema elétrico de potência, analisar seus resultados e compará-los entre si. Os modelos ou formulações utilizadas determinam a divisão do horizonte de planejamento em um único estágio (formulação estática) e dois estágios (formulação dinâmica) e permitem uma avaliação sobre o que deve ser feito no sistema hoje para daqui a certo período de tempo, ele atenda a demanda de energia atendendo critérios de continuidade, segurança e qualidade.

A implementação desses modelos será feita utilizando o Matlab através da função *fmincon* que é parte integrante das Ferramentas de Otimização do Matlab. O estudo a ser feito necessita de uma abordagem que utilize programação não-linear inteira mista para minimizar o custo total de expansão do sistema.

Este tipo de estudo segue alguns critérios e fornece a operação ótima do sistema durante o horizonte de estudo e a forma mais econômica de se investir nele, de forma a minimizar o custo de planejamento no ano atual (ano base). Este trabalho tenta reproduzir os mesmos critérios utilizados no estudo de planejamento energético brasileiro de hoje em dia, contudo fazendo uma abordagem mais simplificada.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em 6 capítulos, organizados da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta assuntos relacionados com o planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, abordando um breve histórico do setor energético brasileiro, uma síntese sobre sistemas hidrotérmicos focando no parque gerador brasileiro, uma exposição sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentação das características fundamentais do planejamento da expansão representando matematicamente a abordagem de um problema de otimização, além de mostrar o cenário, os critérios e a política energética no Brasil atualmente.

O capítulo 3 trata dos modelos de representação de redes de transmissão utilizados na formulação do problema utilizando abordagem estática (um único estágio) e dinâmica (multiestágios), além de apresentar as equações matemáticas de cada formulação, utilizadas para criar o programa em Matlab que resolve o problema proposto.

No capítulo 4 são abordados os dados de simulação, sendo mostrada a função do programa Matlab utilizada, além de explicar cada etapa e função do programa desenvolvido, as variáveis do problema e critérios utilizados. Ainda neste capítulo, é mostrado o sistema de 16 barras usado como base para esse estudo.

As simulações feitas e seus resultados são mostrados no capítulo 5. Já no capítulo 6, são apresentadas as conclusões e considerações finais a respeito do trabalho. Após este capítulo, são apresentados dois anexos a respeito de fluxo de potência CC e Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM) e, por último, são listadas as referências bibliográficas utilizadas.

2. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência engloba, de uma forma geral, a expansão da capacidade de geração e de transmissão destes sistemas e constitui um problema de otimização de alta complexidade em função de diversos aspectos [1].

Esse tipo de estudo leva em consideração cenários e análises da região abrangida pelo sistema a ser expandido, dentre elas podem-se citar:

- O cenário macroeconômico, no qual se leva em conta o crescimento da economia e sua projeção dentro do horizonte de análise;
- O crescimento da população e da atividade industrial, cujas influências acarretam no crescimento da demanda de energia elétrica, o que leva à avaliação da projeção de consumo de energia dentro do horizonte de análise;
- Os cenários energéticos, como perspectivas de preço do petróleo e seus derivados e regime de chuvas para estimativa do nível dos reservatórios durante o horizonte de análise.

A partir dessas considerações, verifica-se a necessidade de fortalecimento do sistema, pois não se atendendo a carga prevista, será necessária a instalação de novos equipamentos ou novas usinas no sistema.

2.1 História do Setor Elétrico Brasileiro

A usina termelétrica da cidade de Campos (RJ) e a usina hidrelétrica construída no rio Ribeirão do Inferno, em Minas Gerais, foram as primeiras usinas elétricas brasileiras, instaladas no ano de 1883, iniciando as atividades no setor. Nessa época, estimulados pelo crescimento e desenvolvimento urbano e econômico no Brasil, os empreendimentos no setor começaram a crescer.

Na cidade do Rio de Janeiro, no ano de 1892, a companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico inaugurou a primeira linha de bondes elétricos. Em 1899, foi criada, a partir de capital canadense, a empresa São Paulo Tramway, Light and Power Company, mais conhecida como Light São Paulo. Nesse mesmo ano a empresa começou a construção da Usina Hidrelétrica de Parnaíba. Em 1903, o primeiro decreto regulando o uso da energia elétrica no país foi aprovado pelo Congresso Nacional e um dos seus tópicos previa revisões tarifárias a cada cinco anos.

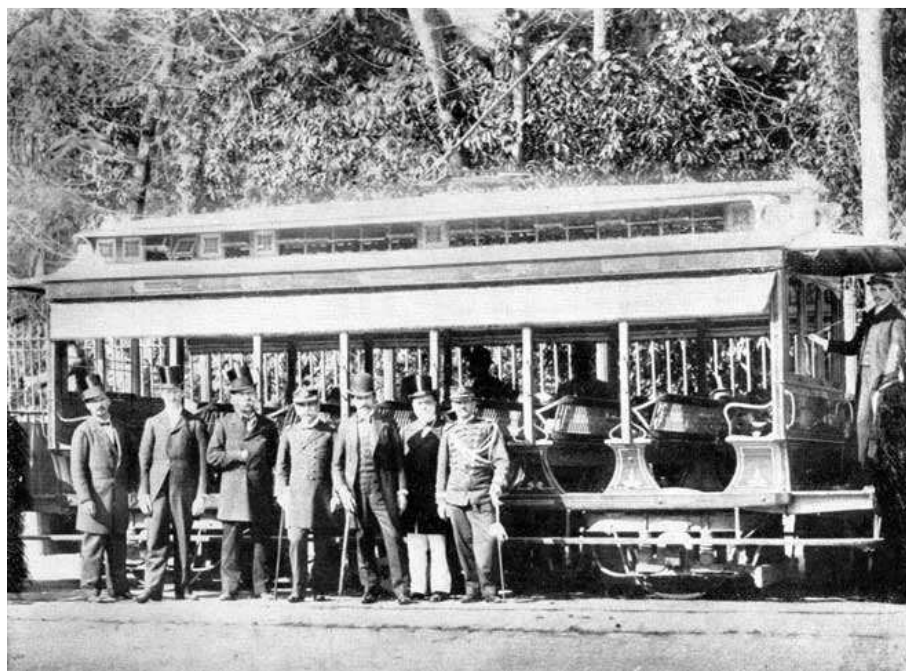


Figura 2.1 – Primeiro bonde elétrico no Brasil [20]

Em 1912, foi criada a Brazilian Traction, Light and Power Company Limited, que atendia às duas maiores cidades brasileiras: São Paulo e Rio de Janeiro. Enquanto isso, no ano seguinte, a primeira usina hidrelétrica do Nordeste foi construída, no rio São Francisco. Alguns anos mais tarde, em 1927, a AMFORP (American and Foreign Power Corporation) iniciou suas atividades no Brasil e adquiriu o controle de diversas pequenas concessionárias do interior paulista e outras cidades. Ela mais a empresa canadense praticamente dominariam o setor elétrico nacional da época.

Durante o governo do presidente Getúlio Vargas, foi anunciado o Código de Águas (1934), que conferia a possibilidade de controle de concessionárias de energia elétrica ao poder público. Getúlio também criou o Conselho Nacional de Águas e Energias (CNAE - 1939), que tinha como meta resolver questões de suprimento, regulamentação e tarifa alusivas à energia elétrica no país. Foi ele quem iniciou, em 1943, a criação de importantes companhias no setor elétrico, como FURNAS, CHESF, CEMIG e COPEL, as quais têm papel fundamental até hoje no Brasil.

O presidente Juscelino Kubitschek criou, em 1960, o Ministério de Minas e Energia (MME), incorporando o CNAE e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN). No ano seguinte, foi autorizada a criação da Eletrobrás, cujo papel seria de coordenar o setor elétrico brasileiro e, três anos depois, ela adquire as empresas do grupo AMFORP.

Por volta do ano de 1967, o Brasil iniciou o período conhecido como “milagre econômico” no qual, com a maciça entrada de capital estrangeiro, investimentos em projetos de infra-estrutura, construção de estradas, saneamento e projetos de geração, transmissão e distribuição de energia, se alastraram por todo o país estimulando o desenvolvimento brasileiro.

Em 1973, foram criadas as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), as Centrais Elétricas Nucleares do Brasil SA (NUCLEBRÁS), Itaipu Binacional, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e outras companhias importantes dentro do setor elétrico brasileiro. Dois anos depois, o Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste (CODI) e o Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste (CCON) foram criados para aprimorar a operação e o desenvolvimento de projetos nessas regiões.

Com a crise do petróleo na década de 70, o Brasil teve uma redução no seu crescimento econômico, o que levou à diminuição da demanda de energia fazendo com que a capacidade energética ficasse superdimensionada. A grande dependência no petróleo induziu o governo a prover medidas visando diminuir esse fato, direcionando investimentos para exploração e utilização de energia hidrelétrica.

Em 1982, o MME criou o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), cuja função era organizar a transmissão de energia no Brasil, de forma a aumentar a capacidade de transmissão e distribuição do sistema elétrico.

Depois de pouco mais de 10 anos em construção, em 1984, entrou em operação a maior usina hidrelétrica do mundo: a usina de Itaipu, com capacidade instalada de 12,6 GW – equivalente a um quarto de toda a energia gerada no país na época – e, dois anos depois, foi concluído o sistema de transmissão Sul-Sudeste para transportar a energia produzida por Itaipu para a região Sudeste. Apesar da crise econômica enfrentada durante as obras de Itaipu, ela sempre foi tida como prioridade.

O Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL) foi criado pelo MME, em 1985, com o objetivo promover e incentivar o racionamento de energia no Brasil e, nesse mesmo ano, a primeira usina nuclear brasileira entra em operação, Angra I, depois de 15 anos desde o começo de sua construção, com uma capacidade de 657 MW. Ainda na década de 80, iniciaram-se lentamente as obras de Angra II, que só entrou em operação no ano de 2001. Nessa mesma época, a conscientização ambiental passa a ganhar mais expressão e começa a ser levada cada vez mais em conta durante os estudos de planejamento energético, tanto que no ano de 1988 foi criado o Comitê Coordenador das Atividades do Meio Ambiente (COMASE).

Nos anos 90, com a criação do Plano Nacional de Desestatização (PND) pelo presidente Fernando Collor, o Estado começa a diminuir sua presença na economia do país, privatizando diversas empresas estatais, com o objetivo de criar um mercado competitivo no setor e atrair investimentos privados. Neste período, o Brasil atravessou muitas transformações no setor elétrico. Em 1996, criou-se o órgão regulador do sistema sob a denominação de Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A função dela é “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” [3]. Já no fim dessa

década, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) que estabelece a separação entre geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e dá o “ponta pé” inicial para a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Em 2000, o presidente Fernando Henrique Cardoso cria o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), cujo objetivo era instalar usinas térmicas no país. Ele criou, também, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a função de estabelecer e recomendar ao presidente as vertentes da política energética nacional.

No ano seguinte, o Brasil vive sua pior crise energética, acentuada pelo deplecionamento dos reservatórios e falta de chuvas. Essa crise foi resultado de um planejamento energético mal elaborado pelo governo brasileiro na década de 90, no qual o consumo de energia cresceu, porém a capacidade instalada não a acompanhou e, principalmente, houve falta de investimento no sistema de transmissão que não acompanhava o crescimento do parque gerador, tanto que na região sul do país acontecia vertimento de água pelas usinas hidrelétricas enquanto as regiões sudeste, nordeste, centro-oeste e parte da região norte racionavam energia para amenizar a questão. A expectativa do governo, nesse período, era o investimento do capital privado no setor, contudo nem o governo nem as empresas privadas investiram nele.

Com a construção de diversas usinas ao redor do Brasil, em 2002, a Câmara de Gestão da Crise do Setor Elétrica (GCE), criada para propor e implementar soluções emergenciais para evitar a interrupção imprevista de suprimento de energia, foi substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), a qual tinha o objetivo de propor ao CNPE vertentes para a política do setor elétrico e cuidar do Programa Estratégico Emergencial.

Em 2004, são criadas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja função é auxiliar o governo no planejamento do setor elétrico brasileiro, além da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e do Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE). No ano de 2006, o primeiro Plano Decenal de Expansão (PDE) foi concluído pela EPE. Esta foi a primeira publicação do gênero elaborada pela empresa cuja periodicidade seria anual.

O gráfico abaixo mostra a evolução da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro.

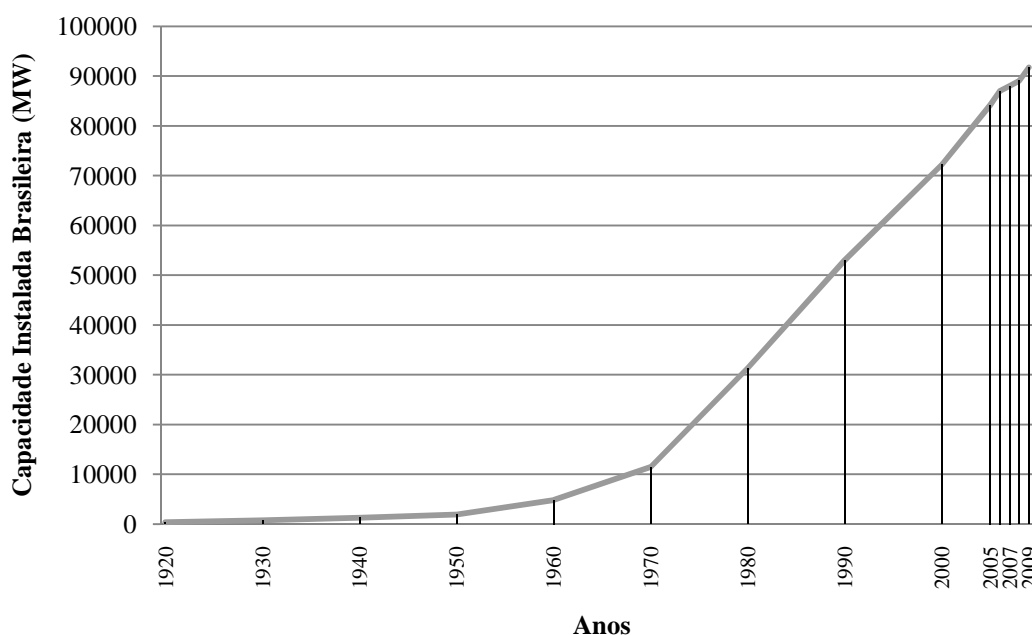


Figura 2.2– Gráfico da evolução da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro ao longo dos anos

As transformações atravessadas durante os governos dos presidentes Fernando Collor de Melo, Fernando Henrique Cardoso e Luiz Inácio Lula da Silva incentivaram a aparecimento de estudos e técnicas de planejamento que buscaram quantificar riscos e incertezas do sistema energético brasileiro. Antes deste momento, o setor era composto por empresas estatais e supunha-se que os eventuais riscos eram compartilhados pela sociedade. Com a privatização de empresas do setor elétrico, um outro cenário se formou no país e muito capital privado foi investido em técnicas para equacionar riscos e incertezas, fazendo com que o governo deixasse o exercício de planejamento energético nas mãos do próprio mercado. Atualmente, o papel de planejador do sistema voltou a ser responsabilidade do governo, o qual, através de políticas energéticas coerentes, regulação e planejamento, tenta intervir da melhor forma no setor elétrico do país [19].

2.2 Sistemas Hidrotérmicos

As duas principais formas de geração de energia no Brasil são obtidas através de usinas térmicas e usinas hidrelétricas. Apesar da nítida predominância de geradores hidrelétricos, usinas termelétricas também são amplamente utilizadas e a entrada de usinas geradoras que utilizam fontes renováveis é crescente. A Figura 2.3 mostra a predominância de usinas hidrelétricas dentro do sistema.

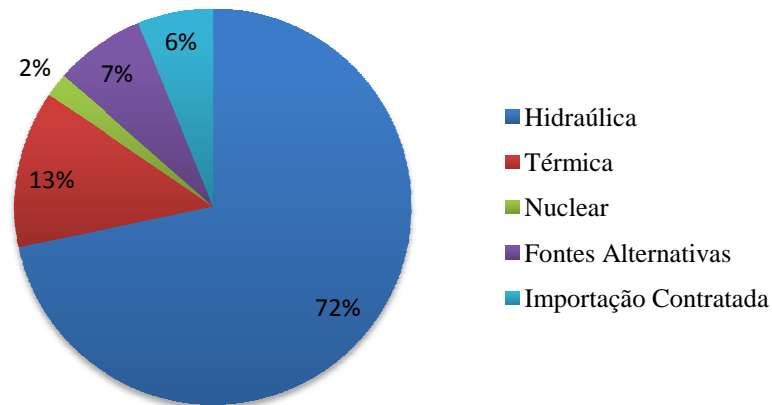


Figura 2.3 – Gráfico da capacidade instalada no SIN no início do ano de 2010 [6]

A construção de uma usina hidrelétrica é uma obra de grande proporção, que envolve diversas áreas da engenharia, e sua construção pode demorar anos desde o início das obras até a sua plena operação. Uma usina convencional é composta, basicamente, por: reservatório, onde a água do rio é represada e armazenada para operação da usina, sendo o seu “combustível”; vertedouro, onde o excesso de água é liberado de volta para o rio, o que justifica o fato de ser indesejável, visto que essa água, não sendo utilizada para a geração de energia, caracteriza um desperdício de água que poderia estar sendo utilizada; casa de força, onde ficam instalados os grupos turbina-gerador os quais efetivamente geram energia; e canal de fuga, que leva a água que sai da casa de força de volta ao curso normal do rio. A figura abaixo mostra a usina hidrelétrica de Itaipu.



Figura 2.4 – Usina Hidrelétrica de Itaipu [15]

Na usina hidrelétrica, o processo de geração de energia elétrica consiste na acumulação de água no reservatório, dessa forma, armazena-se energia potencial. A água é conduzida por um duto

transformando a energia, que era potencial, em energia cinética. Ao chocar-se com as pás da turbina, esta entra em movimento, transferindo essa energia mecânica em movimento para o eixo do gerador, que, por sua vez, transforma a energia em energia elétrica, que é distribuída para os consumidores do sistema.

Existem dois tipos de usinas hidrelétricas: as usinas com reservatório e as usinas a fio d'água. O primeiro tipo acumula grandes volumes de água no seu reservatório, de forma a regular a vazão de acordo com a necessidade do sistema, obviamente, levando em conta o nível do reservatório no curto prazo. Essas usinas são projetadas para suportar longos períodos de seca, tornando-as sujeitas às variações de volume de água dos rios, apenas no longo prazo. O segundo tipo gera energia com o fluxo do rio, não fazendo o alagamento de uma grande área para o reservatório. Dessa forma, elas são muito sujeitas, no médio e curto prazo, às variações de volume de água dos rios, mas, ainda assim, estão se tornando mais utilizadas devido ao menor impacto ambiental que causa.

Portanto, todas as usinas estão sujeitas à variação do volume de água do rio, pois há períodos de chuvas e de secas, o que pode causar o deplecionamento ou transbordamento. A coordenação da utilização da água é uma importantíssima análise, principalmente para um sistema com grande expressão hidráulica, para se evitar períodos de racionamento de energia ou de vertimento de água dos reservatórios. Essa é uma das funções principais do planejamento energético.

A produção de energia de um sistema hidrelétrico depende de séries cronológicas de vazões afluentes de suas usinas. Na impossibilidade de se conhecer as afluências futuras de um rio, é comum se utilizar “séries históricas” dos registros de vazões observadas no passado [13]. No caso brasileiro, há o registro histórico de vazões hidrológicas dos rios desde, aproximadamente, 1934. Utilizando o programa Newave¹, são geradas duas mil séries sintéticas de vazões para os próximos dez anos (cada série tem cento e vinte valores de vazões). O programa seleciona aleatoriamente duzentas séries para obtenção da política de operação, utilizando programação dinâmica, visando custo de operação mínimo. Em seguida, ele utiliza novamente as duas mil séries para simulação final, com o valor de custo de operação calculado anteriormente, baseada na política de operação determinada.

Usinas termelétricas produzem energia a partir da queima de gás natural, carvão, óleo combustível (usinas convencionais), pela fissão nuclear (usinas nucleares) ou até mesmo por fontes alternativas (biomassa). O calor gerado pela queima esquentava uma caldeira com água a qual se transforma em vapor e move uma turbina. Esta, por sua vez, está acoplada ao eixo de um gerador, fazendo-o girar e gerando energia elétrica. Esse tipo de usina é comumente utilizado pela facilidade de

¹ O Newave é uma ferramenta computacional utilizada para estudos energéticos criada pelo Cepel. O programa resolve os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos empregando a técnica de programação dinâmica dual estocástica. Esta técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintética e calcula os custos marginais do sistema [14].

implantação, pois podem, seguramente, ser instaladas perto de centros de carga, ao contrário das usinas hidrelétricas as quais dependem de um rio para gerar energia e linhas de transmissão para fazer a ligação com os centros. No Brasil, as bacias com maior potencial hidrelétrico se concentram no norte do país, enquanto os maiores centros de carga estão no sul e sudeste. Entretanto, o impacto ambiental causado pela usina termelétrica é muito criticado, além do preço do combustível ser alto. Entre outras razões, isso vem incentivando a uso de fontes renováveis dentro dos sistemas elétricos de potência. A figura abaixo mostra a usina térmica de Cubatão.



Figura 2.5 – Usina Termelétrica de Cubatão [16]

2.3 O Sistema Interligado Nacional

O sistema de transmissão tem o papel de levar a energia gerada nas usinas até os centros de carga e também de fornecer as interligações e intercâmbios de energia entre as áreas do sistema de maneira eficiente e segura. O Brasil é um país de dimensões continentais e com base energética predominantemente hidráulica. A interligação do sistema permite, por exemplo, que a energia de uma usina mais longe com reservatório mais cheio seja consumida, enquanto a usina mais perto com reservatório baixo poupe energia para manter o nível do seu reservatório maior, mantendo a continuidade no fornecimento de energia.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), mostrado na Figura 2.6, é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [12].

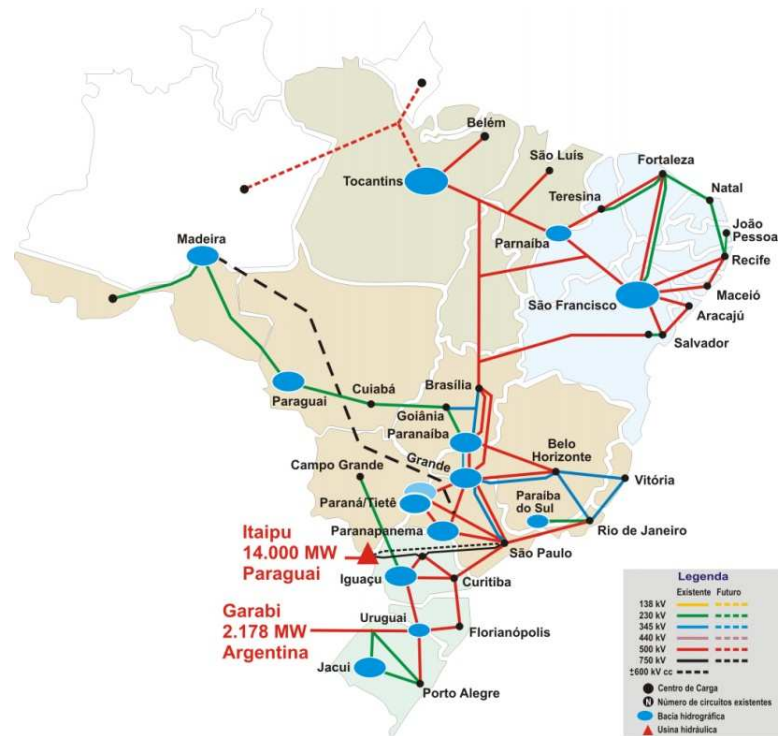


Figura 2.6 – O Sistema Interligado Nacional [12]

“O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma instituição de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)”. Constituem o Operador, membros associados e participantes. Os membros associados são: agentes de geração com usinas despachadas, agentes de transmissão, agente de distribuição, agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados a Rede Básica. Enquanto os membros participantes são: a Poder Concedente por meio do MME, os Conselhos de Consumidores, geradores não despachados e pequenos distribuidores [12].

2.4 Características do Planejamento da Expansão

As características mais importantes desse tipo de estudo são:

- Horizonte: Longo Prazo, geralmente, de 10 a 30 anos. O estudo em questão tem a finalidade de prever a necessidade de energia da região e se antecipar de forma que dentro do horizonte de previsão o sistema esteja apto a atender a demanda requerida. Para isso, deve-se levar em conta também o tempo necessário para construção de algumas centrais de geração ou linhas de transmissão, pois desde a tomada da decisão de implantação até sua apropriada operação pode-se levar muito tempo;

- Incertezas relacionadas: Recursos hídricos, preços de combustíveis, viabilidade e disponibilidade dos empreendimentos e fontes alternativas, custos de operação e implantação. Como se trata de um problema com horizonte de estudo de, no mínimo, 10 anos, é difícil prever, por exemplo, a disponibilidade de combustível para as usinas térmicas ou do regime de chuvas que enche os reservatórios hídricos, assim como, a própria previsão da demanda de energia é uma estimativa e está sujeita a uma incerteza;

- Dependências: temporal e espacial. O estudo em questão depende de variáveis temporais e espaciais, as quais também podem variar com o tempo e devem ser analisadas em conjunto ao longo de todo o horizonte de estudo;

- Características dos empreendimentos: técnicas, econômicas e ambientais. Cada empreendimento tem a sua particularidade que define sua forma de operação, custo de operação e/ou de implantação e limitações ambientais.

- Divisão da expansão: geração e transmissão. É comum esse tipo de análise separada na qual se trata o estudo da expansão da geração considerando a transmissão ideal e vice-versa. Todavia, é possível, também, tratar ambos simultaneamente.

Como dito anteriormente, o estudo da expansão de sistemas elétricos de potência constitui um problema de otimização que compreende uma grande quantidade de variáveis (inteiras e contínuas) e de restrições (lineares e não-lineares) que devem ser respeitadas. O objetivo desse estudo é minimizar uma função objetivo que se trata, geralmente, do custo total de expansão do sistema, o qual se apresenta pela soma de duas parcelas: uma relacionada ao investimento, que representa as variáveis relacionadas à capacidade de geração e transmissão, e outra relacionada à operação, que representa as variáveis relacionadas ao despacho da geração, fluxo de potência nas linhas e corte de carga.

Dessa forma, é possível formular esse problema de otimização da seguinte forma geral:

$$\text{Min } z = c(x) + d(y)$$

Equação 2.1 [1]

Sujeito a:

$$A(x) \geq b$$

$$E(x) + F(y) \geq h$$

Equação 2.2 [1]

Onde:

- z representa a função objetivo;

- x representa as variáveis relacionadas ao investimento;
- y representa as variáveis relacionadas à operação;
- $c(x)$ representa o custo associado ao investimento;
- $d(y)$ representa o custo associado à operação;
- $A(x) \geq b$ representa as restrições de investimento;
- $E(x) + F(y) \geq h$ representa as restrições de operação que dependem também das decisões de investimento.

2.5 Cenário Brasileiro

No Brasil, a expansão do sistema elétrico é decidida pelo MME baseado nos estudos feitos pela EPE. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras [2]. O planejamento da expansão é dividido em Planejamento da Expansão Energética e Planejamento da Expansão Elétrica.

O Planejamento da Expansão Energética aborda uma visão macro do sistema, que une o estudo de expansão da geração, o qual contempla a necessidade e viabilidade de instalação de unidades geradoras novas, sejam elas centrais hidrelétricas, usinas térmicas convencionais, usinas térmicas nucleares, parques eólicos ou qualquer outro tipo geração de energia, com o estudo da melhoria de interligações ou “truncões”, os quais correspondem a troncos fictícios e não necessariamente a uma linha de transmissão propriamente dita entre as áreas ou regiões do sistema, como mostra a Figura 2.7.

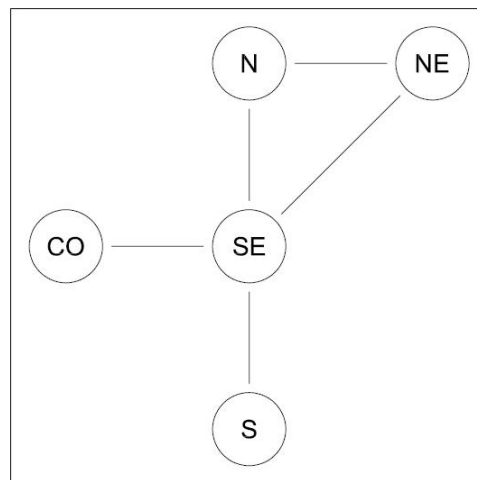


Figura 2.7 – Diagrama de Interligações entre as regiões do SIN

Os critérios de planejamento da expansão adotados no Brasil são os seguintes:

- Longo Prazo – feito pela EPE, horizonte de 30 anos – PNE;
- Médio Prazo – feito pela EPE, horizonte de 10 anos – PDE;
- Curto Prazo – feito pelo ONS, horizonte de 5 anos – PAR e PAR–DIT;

O Plano Nacional de Energia (PNE/2030) é o primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do governo brasileiro. Ele é conduzido pela EPE em conjunto com o MME. Os estudos do PNE/2030 originaram a elaboração de quase uma centena de notas técnicas. O trabalho fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo [2].

A partir do PNE, algumas usinas são selecionadas e entram no estudo do Planejamento da Expansão Energética, abrangido pelo Plano Decenal de Expansão (PDE). Essa seleção é feita segundo critérios políticos, ambientais e econômicos, nessa ordem de relevância.

Caso alguma dessas usinas tenham sido objeto de leilões de energia proveniente de novos investimentos, elas entrarão no estudo como usinas contratadas e sua entrada já estará definida. Por exemplo, um conjunto de usinas vencedoras do leilão A-5 de energia proveniente de novos investimentos no ano de 2007 iniciarão sua operação em 2012. Com isso, para os estudos de expansão realizados em 2010, essas usinas novas já estarão definidas até o ano de 2012 e desse ano pra frente ainda terão que ser definidas as usinas novas que entrarão no sistema. A Figura 2.8 mostra um esquema explicativo sobre isso.

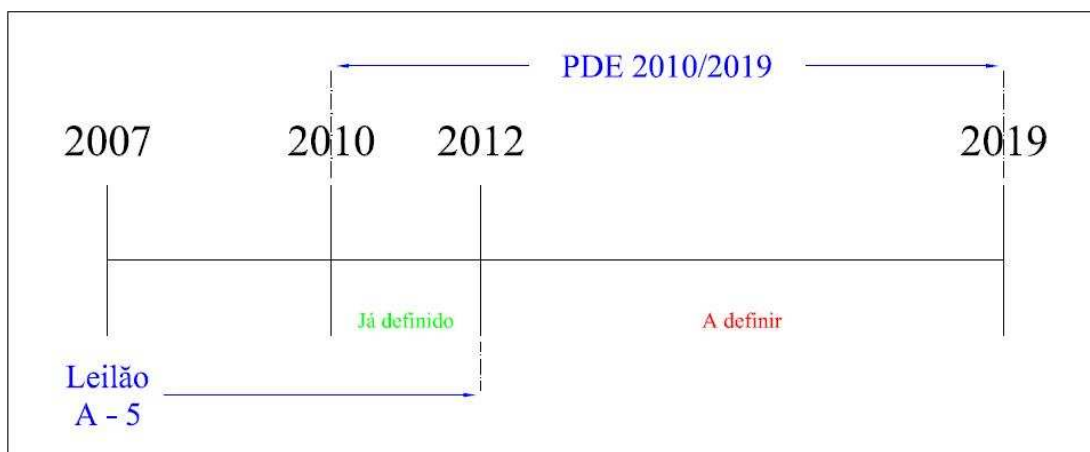


Figura 2.8 – Diagrama explicativo da consideração do leilão A – 5 no PDE

O Planejamento da Expansão Elétrica aborda uma visão mais localizada dentro do sistema, que contempla a ampliação da malha de transmissão do sistema, isto é, transforma a necessidade de

ampliação da capacidade dos “tronçoes” efetivamente em construção de linhas de transmissão, transformadores, compensações na rede, dentre outros equipamentos, visando o aumento da capacidade do sistema.

Para cada ano, baseado nas informações de expansão da geração e das interligações entre as áreas do sistema, é feita a expansão da rede de transmissão. Dessa forma, alguns estudos, como o de fluxo de potência e o de estabilidade, são realizados visando uma operação contínua e segura da rede. Nesses estudos é empregado o critério N-1, no qual o sistema deve ser capaz de suprir a demanda de carga para toda e qualquer contingência simples na rede de transmissão. Dependendo da importância da linha de transmissão dentro do sistema, algumas vezes pode ser utilizado um critério ainda mais rigoroso, como o N - 2 ou até mesmo o N - 3.

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Utilizando as definições apropriadas para a função objetivo e para as restrições, consegue-se representar o problema da expansão da capacidade do sistema empregando uma abordagem que pode variar de um único estágio (Estática) até diversos estágios (Dinâmica). Essas formulações têm a finalidade de informar: o que deve ser implantado no sistema, onde deve ser implantado no sistema e, somente no caso da formulação dinâmica, quando deve ser implantado no sistema.

A partir dessas formulações, pode-se, ainda, utilizar quatro modelos de representação de redes de transmissão: modelo de transportes, modelo de fluxo de carga CC, modelo híbrido e modelo de fluxo de carga CA.

O modelo de transportes utiliza uma matriz de identificação das interligações entre as barras do sistema que multiplicada por um vetor de potência ativa nas interligações calcula a contribuição vinda das linhas de transmissão até as barras. Dessa forma, esse vetor de fluxo de potência ativa vira uma variável do problema. Uma limitação dessa modelagem é que ela não obedece a Segunda Lei de Kirchhoff. Trata-se de um problema de programação linear inteira mista (PLIM).

O modelo de fluxo de carga CC obedece a Segunda Lei de Kirchhoff, usando equações de fluxo de potência CC, o que traz o problema mais próximo da realidade do sistema elétrico. No entanto, como algumas restrições são não-lineares, é necessário o emprego de programação não-linear inteira mista (PNLIM) para resolver o problema.

O modelo híbrido é uma combinação dos dois modelos anteriores e, de acordo com sua formulação, mantém a sua linearidade. Isto é, trata-se de um problema de programação linear inteira mista.

O modelo de fluxo de carga CA é a forma mais detalhada e aprofundada de modelagem da rede, no qual as restrições obedecem às equações de fluxo de potência CA. Trata-se de um problema de programação não-linear inteira mista de alta complexidade.

Neste trabalho, será utilizado o modelo de fluxo de carga CC para análise do problema.

3.1 Modelo de Planejamento Estático

A formulação estática do problema da expansão de sistemas elétricos de potência é dada pela divisão do horizonte de estudo em um único estágio, cujo objetivo é determinar quais investimentos devem ser implantados no sistema e onde eles devem ser implantados, de forma que o custo total de investimento e operação do sistema seja minimizado no ano base.

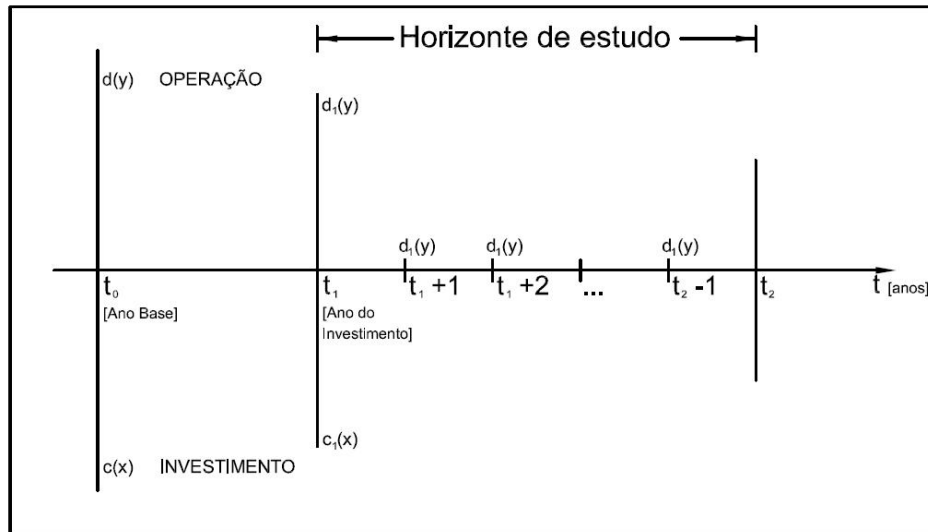


Figura 3.1 – Diagrama esquemático da formulação estática

A Figura 3.1 mostra um diagrama esquemático para essa formulação. O ano base (t_0) é o ano para o qual os cálculos de custos são referenciados, tanto de investimento quanto de operação. Para se implementar um novo empreendimento no sistema, é necessário que essa decisão seja tomada alguns anos antes para que o sistema esteja apto a operar plenamente a partir do ano de investimento (t_1) e durante todo o horizonte de estudo, portanto o ano t_0 é usado como base para os cálculos dos custos. O ano t_1 é o ano de investimento, ou seja, é o ano em que se considera que todos os custos de investimentos a serem feitos no sistema até o ano t_2 , que é o fim do horizonte, são feitos e os empreendimentos estão prontos para começarem a operar.

Entre os anos t_1 e t_2 são discretizados vários intervalos que podem variar de meses até alguns anos dependendo do objetivo, do detalhamento e do próprio horizonte de estudo. Todavia, o mais usual é que esses intervalos sejam discretizados em um período de um ano. Para facilitar a análise, entre os anos t_1 e t_2 as parcelas referentes ao custo de operação são consideradas iguais.

Como mostrado na Equação 2.1, existem duas parcelas de custos da expansão: uma referida à operação, $d(y)$, e outra ao investimento, $c(x)$. A parcela de investimento é referente a todos os empreendimentos novos a serem implantados no sistema e é considerada apenas uma vez, no ano de investimento. A partir daí eles são considerados disponíveis para a operação. A parcela de operação é dada pela soma dos elementos $d_1(y)$ referentes ao despacho de potência e corte de carga, dos intervalos discretizados do horizonte de estudo.

Considerando uma taxa de desconto anual I , os valores dos custos referidos ao ano base t_0 , podem ser escritos da seguinte forma:

$$c(x) = (1 - I)^{(t_1 - t_0)} \cdot c_1(x)$$

Equação 3.1

$$d(y) = (1 - I)^{(t_1 - t_0)} \cdot d_1(y) + (1 - I)^{(t_1 + 1 - t_0)} \cdot d_1(y) + \dots + (1 - I)^{(t_2 - 1 - t_0)} \cdot d_1(y)$$

$$d(y) = \sum_{t=t_1}^{t_2-1} (1 - I)^{t-t_0} \cdot d_1(y)$$

Equação 3.2

Dessa forma, definem-se os fatores de desconto para ambas as equações acima como:

$$\delta_{inv} = (1 - I)^{(t_1 - t_0)}$$

Equação 3.3

$$\delta_{oper} = \sum_{t=t_1}^{t_2-1} (1 - I)^{t-t_0}$$

Equação 3.4

Assim, a Equação 3.1 e Equação 3.2 ficam da seguinte forma:

$$c(x) = \delta_{inv} \cdot c_1(x)$$

Equação 3.5

$$d(x) = \delta_{oper} \cdot d_1(x)$$

Equação 3.6

Utilizando a modelagem de fluxo de carga CC às equações 2.1 e 2.2 podem ser reescritos para representar o problema na formulação estática da seguinte forma:

$$\text{Min } v = \delta_{inv} \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_i \cdot N_i + \sum_{i,j=1}^n c_{ij} \cdot n_{ij} \right) + \delta_{oper} \cdot \left(\sum_{i=1}^n OC_i \cdot G_i + \sum_{i=1}^n oc_i \cdot g_i + \alpha \cdot \sum_{i=1}^n r_i \right)$$

Equação 3.7 [1]

Sujeito a:

$$G + g + r = d + B \cdot \theta$$

$$|\theta_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^0) \cdot \overline{\varphi_{ij}}$$

$$\underline{N}_i \leq N_i \leq \overline{N}_i$$

$$\underline{n}_{ij} \leq n_{ij} \leq \overline{n}_{ij}$$

$$N_i \cdot \underline{G}_i \leq G_i \leq N_i \cdot \overline{G}_i$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \overline{g}_i$$

$$0 \leq r_i \leq d_i$$

Equação 3.8 [1]

Onde:

- Os índices i e ij correspondem a uma barra do sistema ou uma interligação entre barras, respectivamente;
- v é o valor do custo total de expansão do sistema referido ao ano base [R\$];
- δ_{inv} e δ_{oper} são os fatores de desconto para o investimento e para a operação, respectivamente;
- C_i corresponde ao custo de instalação de um novo gerador na barra i do sistema [R\$/uni];
- c_{ij} corresponde ao custo de instalação de uma nova linha de transmissão ou um novo transformador na interligação ij do sistema [R\$/uni];
- OC_i corresponde ao custo de operação de um gerador novo na barra i do sistema [R\$/MW];
- oc_i corresponde ao custo de operação de um gerador já existente na barra i do sistema [R\$/MW];
- α corresponde ao fator de penalização relativo ao custo de corte de carga no sistema [R\$/MW];
- N_i corresponde à quantidade de geradores novos instalados na barra i do sistema [uni];
- n_{ij} corresponde à quantidade de linhas de transmissão ou transformadores novos instalados na interligação ij do sistema [uni];
- G_i corresponde ao valor de despacho de potência ativa de um gerador novo na barra i do sistema [MW];
- g_i corresponde ao valor de despacho de potência ativa de um gerador já existente na barra i do sistema [MW];
- r_i corresponde ao valor de corte de carga na barra i do sistema [MW];
- B é a matriz de susceptância da rede dada por:

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{ij} = -\frac{n_{ij} + n_{ij}^0}{x_{ij}} \text{ , se existir a interligação entre as barras } i \text{ e } j \\ B_{ij} = 0 \text{ , se não existir a interligação entre as barras } i \text{ e } j \\ B_{ii} = \sum_{j=1}^n \frac{n_{ij} + n_{ij}^0}{x_{ij}} \text{ , somente das barras } j \text{ que possuem interligação com a barra } i \end{array} \right.$$

- θ corresponde ao vetor de ângulos das tensões em cada barra [radianos];
- d corresponde ao vetor de demandas de carga em cada barra [MW];
- θ_{ij} corresponde à diferença angular entre as barras i e j [radianos];
- φ_{ij} corresponde à diferença angular máxima permitida entre as barras i e j [radianos];
- n_{ij}^0 corresponde à quantidade de linhas de transmissão ou transformadores existentes inicialmente na interligação ij do sistema [uni];
- \underline{G}_i corresponde ao valor mínimo de despacho de potência ativa permitido, referente ao geradores novos, na barra i do sistema [MW];
- \overline{G}_i corresponde ao valor máximo de despacho de potência ativa permitido, referente ao geradores novos, na barra i do sistema [MW];
- \underline{g}_i corresponde ao valor mínimo de despacho de potência ativa permitido, referente ao geradores existentes, na barra i do sistema [MW];
- \overline{g}_i corresponde ao valor máximo de despacho de potência ativa permitido, referente ao geradores existentes, na barra i do sistema [MW];
- \underline{N}_i corresponde à quantidade mínima permitida de geradores novos a serem instalados na barra i do sistema [uni];
- \overline{N}_i corresponde à quantidade máxima permitida de geradores novos a serem instalados na barra i do sistema [uni];
- \underline{n}_{ij} corresponde à quantidade mínima permitida de linhas de transmissão ou transformadores novos a serem instalados na barra i do sistema [uni];
- \overline{n}_{ij} corresponde à quantidade máxima permitida geradores novos a serem instalados na barra i do sistema [uni];

A primeira restrição da Equação 3.8 se refere à equação de balanço de potência por barra, enquanto a segunda restrição corresponde à capacidade de fluxo de potência de uma interligação do sistema. Observa-se que, com a adição de uma nova linha de transmissão ou transformador na interligação aumenta-se a diferença angular máxima (capacidade) da interligação. A terceira e quarta restrições correspondem as limitações de quantidade empreendimentos novos a serem instalados, enquanto a quinta e sexta restrições são as limitações de geração de potência ativa. A última restrição somente limita o corte de carga não poder ser maior do que a demanda, por barra.

É importante ressaltar que as variáveis n e N devem ser inteiras, a variável θ é irrestrita e as demais variáveis são contínuas, durante todo o horizonte de estudo.

3.2 Modelo de Planejamento Dinâmico

A formulação dinâmica do problema da expansão de sistemas elétricos de potência é dada pela divisão do horizonte de estudo em múltiplos estágios, cujo objetivo é determinar quais investimentos devem ser implantados no sistema e onde eles devem ser implantados, assim como na formulação estática. E ainda quando eles devem ser implantados, de forma que o custo total de investimento e operação do sistema seja minimizado no ano base. Pode-se considerar que a formulação estática é um caso particular da formulação dinâmica onde os multiestágios são reduzidos a apenas um.

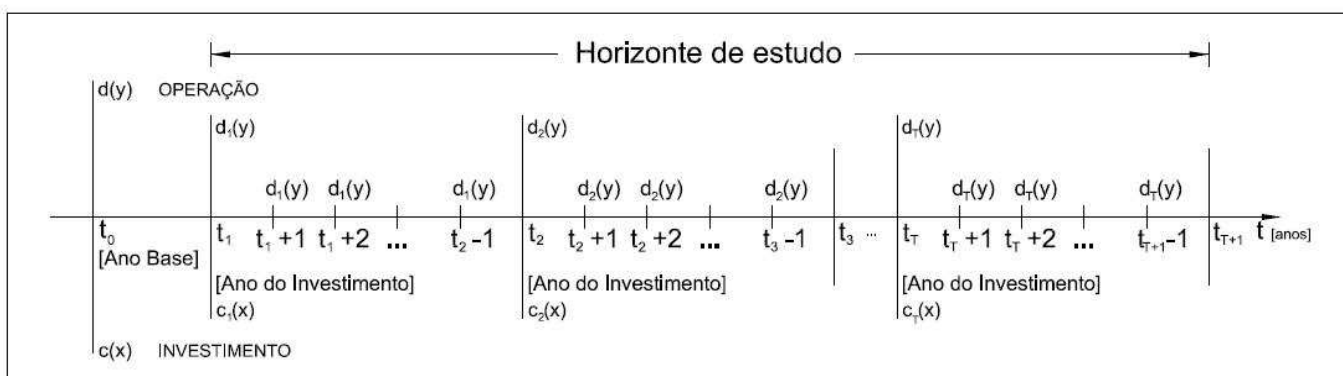


Figura 3.2 – Diagrama esquemático da formulação dinâmica

A Figura 3.2 mostra um diagrama esquemático para essa formulação. Assim como na formulação estática, o ano base (t_0) é o ano para o qual os cálculos de custos são referenciados, tanto de investimento quanto de operação. Os anos t_1 , t_2 , t_3 , até t_r , são os anos de investimento de cada estágio. Assim, para cada estágio considera-se que todos os investimentos a serem feitos no sistema até o final daquele estágio, são feitos no ano de investimento e os empreendimentos estão disponíveis para começar a operar.

Dentro de cada estágio são discretizados vários outros intervalos para representar a operação do sistema, que podem variar de meses até alguns anos dependendo do objetivo, do detalhamento e do próprio horizonte de estudo. Todavia, o mais usual é que esses intervalos sejam discretizados em um período de um ano. Para facilitar a análise, dentro de cada estágio, as parcelas referentes ao custo de operação também são consideradas iguais, assim como feito na formulação estática.

Considerando uma taxa de desconto anual I , os valores dos custos referidos ao ano base t_0 , podem ser escritos da seguinte forma:

$$c(x) = (1 - I)^{(t_1-t_0)} \cdot c_1(x) + (1 - I)^{(t_2-t_0)} \cdot c_2(x) + \dots + (1 - I)^{(t_T-t_0)} \cdot c_T(x)$$

Equação 3.9

$$d(y) = \sum_{t=t_1}^{t_2-1} (1 - I)^{t-t_0} \cdot d_1(y) + \sum_{t=t_2}^{t_3-1} (1 - I)^{t-t_0} \cdot d_2(y) + \dots + \sum_{t=t_T}^{t_{T+1}-1} (1 - I)^{t-t_0} \cdot d_T(y)$$

Equação 3.10

Dessa forma, definem-se os fatores de desconto para ambas as equações acima como:

$$\delta_{inv}^t = (1 - I)^{(t-t_0)}$$

Equação 3.11

$$\delta_{oper}^t = \sum_{p=t-t_0}^{t_{T+1}-1-t_0} (1 - I)^p$$

Equação 3.12

Assim, a Equação 3.1 e Equação 3.2 ficam da seguinte forma:

$$c(x) = \delta_{inv}^1 \cdot c_1(x) + \delta_{inv}^2 \cdot c_2(x) + \dots + \delta_{inv}^T \cdot c_T(x)$$

Equação 3.13

$$d(x) = \delta_{oper}^1 \cdot d_1(x) + \delta_{oper}^2 \cdot d_2(x) + \dots + \delta_{oper}^T \cdot d_T(x)$$

Equação 3.14

Utilizando a modelagem de fluxo de carga CC às equações 2.1 e 2.2 podem ser reescritos para representar o problema na formulação dinâmica da seguinte forma:

$$\text{Min } v = \sum_{t=1}^T \left[\delta_{inv}^t \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_i \cdot N_i^t + \sum_{i,j=1}^n c_{ij} \cdot n_{ij}^t \right) + \delta_{oper}^t \cdot \left(\sum_{i=1}^n OC_i \cdot G_i^t + \sum_{i=1}^n oc_i \cdot g_i^t + \alpha \cdot \sum_{i=1}^n r_i^t \right) \right]$$

Equação 3.15 [1]

Sujeito a:

$$G^t + g^t + r^t = d^t + B^t \cdot \theta^t$$

$$|\theta_{ij}^t| \leq \left(\sum_{m=1}^t n_{ij}^m + n_{ij}^0 \right) \cdot \overline{\varphi_{ij}}$$

$$\underline{N}_i^t \leq N_i^t \leq \overline{N}_i^t$$

$$\underline{n}_{ij}^t \leq n_{ij}^t \leq \overline{n}_{ij}^t$$

$$\sum_{t=1}^T n_{ij}^t \leq \overline{n}_{ij}$$

$$\sum_{t=1}^T N_i^t \leq \overline{N}_i$$

$$\sum_{m=1}^t N_i^m \cdot \underline{G}_i \leq G_i^t \leq \sum_{m=1}^t N_i^m \cdot \overline{G}_i$$

$$\underline{g}_i^t \leq g_i^t \leq \overline{g}_i^t$$

$$0 \leq r_i^t \leq d_i^t$$

Equação 3.16 [1]

Onde as variáveis para a formulação dinâmica têm o mesmo significado da formulação estática, porém o índice t classifica cada uma por estágio. As restrições também têm um significado equivalente e são, da mesma forma, classificadas dentro de cada estágio pelo índice t . A quinta e sexta restrições da Equação 3.16 são acrescentadas e limitam, respectivamente, a quantidade de linhas de transmissão novas ou transformadores novos e a quantidade de geradores novos implantados que devem, dentro de todo horizonte de estudo, ser menor que uma quantidade máxima definida.

Da mesma forma que na formulação estática, é importante ressaltar que as variáveis n e N devem ser inteiras, a variável θ é irrestrita e as demais variáveis são contínuas, durante todo o horizonte de estudo.

4. DADOS DAS SIMULAÇÕES

4.1 Programa Desenvolvido

Neste capítulo serão mostrados os dados de entrada utilizados para as simulações realizadas empregando o programa desenvolvido contendo as formulações apresentadas no capítulo anterior. Para isso, foi criado um programa em Matlab utilizando a função *fmincon* que faz parte das Ferramentas de Otimização (Optimization Toolbox) do Matlab. Esta função utiliza programação não-linear com variáveis contínuas e realiza diversas iterações com a finalidade de achar o mínimo da função objetivo especificada obedecendo as restrições definidas. A função *fmincon* soluciona o seguinte problema:

$$\min f(x)$$

Sujeito a

$$c(x) \leq 0$$

$$ceq(x) = 0$$

$$A \cdot x \leq b$$

$$Aeq \cdot x = beq$$

$$lb \leq x \leq ub$$

Equação 4.1

Onde

- x é um vetor que representa as variáveis do problema;
- $f(x)$ representa a função a ser minimizada;
- $c(x)$ é uma função que representa as restrições de desigualdade não-lineares;
- $ceq(x)$ é uma função que representa as restrições de igualdade não-lineares;
- A é uma matriz utilizada para representar as restrições de desigualdade lineares;
- b é um vetor utilizado para representar as restrições de desigualdade lineares;
- Aeq é uma matriz utilizada para representar as restrições de igualdade lineares;
- beq é um vetor utilizado para representar as restrições de igualdade lineares;
- lb é um vetor utilizado para representar o limite inferior para valores de x ;
- ub é um vetor utilizado para representar o limite superior para valores de x .

A sintaxe utilizada pela função *fmincon* é a seguinte:

$$[x, fval] = fmincon(fun, x0, A, b, Aeq, beq, lb, ub, nonlcon)$$

Onde

- x é a resposta para cada uma das variáveis do problema;
- $fval$ é a resposta da função objetivo do problema;
- fun é uma função declarada no programa que representa a função objetivo do problema;
- x_0 é o vetor de valores iniciais para as variáveis do problema;
- A, b, Aeq, beq não são utilizadas nesse trabalho, pois não existem igualdades nem desigualdades lineares dentre as restrições do problema;
- lb e ub são os limites inferior e superior das variáveis do problema;
- $nonlcon$ é uma função declarada no programa que representa as restrições não-lineares do problema.

O primeiro passo para a solução do problema é a definição das suas variáveis. De acordo com a sintaxe apresentada e com as equações 3.7, para formulação estática, e 3.15, para a formulação dinâmica, percebe-se que N, n, g, G e r seriam essas variáveis. Em seguida, é preciso definir os limites dessas variáveis (lb e ub), definir a função objetivo (fun) e definir a função de restrições não-lineares ($nonlcon$). O valor do vetor inicial x_0 é muito importante, pois, como se trata de um problema não-convexo, a inicialização tem influência na resposta final e pode determinar a posição da resposta em um mínimo local ou no mínimo global do problema. Portanto deve-se ter certo cuidado ao defini-la.

Para facilitar a interpretação, será utilizada a nomenclatura das funções do Matlab como *functions* e às funções matemáticas como *funções*.

4.2 Definição dos Custos

Os custos de instalação de equipamentos e de operação dos geradores foram levantados com base em dados retirados do PDE 2019, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da ANEEL. Com isso, foram definidas duas bases de custos: uma utilizando os dados do PDE 2019 e outra utilizando os dados da CCEE e da ANEEL. Os valores estão mostrados na tabela abaixo.

| Símbolo | Significado | Base de Custos | |
|----------|----------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | PDE 2019 | CCEE/ANEEL |
| C | Custo de Instalação de Novos Geradores | R\$ 965,50 milhões/unidade | R\$ 900,00 milhões/unidade |
| c | Custo de Instalação de Equipamentos de Interligação | R\$ 5 milhões/unidade | R\$ 5 milhões/unidade |
| OC | Custo de Operação de Geradores Novos | R\$ 113,00/MW | R\$ 113,00/MW |
| oc | Custo de Operação de Geradores Existentes | R\$ 113,00/MW | R\$ 34,00/MW |
| α | Fator de Penalização relativo ao Custo de Corte de Carga | R\$ 1 milhão/MW | R\$ 100 milhões/MW |

Tabela 4.1 – Custos utilizados nos estudos

O custo de instalação de geradores novos (*C*), com base no PDE 2019, foi definido como sendo a relação, dentro do horizonte de estudo, entre o montante de dinheiro previsto a ser investido para a expansão da geração e o aumento previsto da capacidade instalada do sistema. Obteve-se, dessa forma, um valor de, aproximadamente, R\$ 2,41 milhões/MW. Enquanto, utilizando a base do CCEE/ANEEL, este custo foi definido como sendo a relação entre a média dos valores de receita anual ofertada dos últimos leilões de energia nova e a capacidade do novo empreendimento a ser instalado. Obteve-se, dessa forma, um valor de, aproximadamente, R\$ 2,25 milhões/MW. Considerando-se para o problema que os geradores novos teriam capacidade de 400 MW, o custo por unidade destes, na base de custos do PDE e da CCEE/ANEEL, respectivamente, seriam de R\$ 965,50 milhões/unidade e R\$ 900,00 milhões/unidade.

O custo de instalação de linhas ou transformadores novos (*c*), com base no PDE 2019, foi definido como sendo a relação, dentro do horizonte de estudo, entre o montante de dinheiro previsto a ser investido para a expansão da transmissão e a quantidade de linhas previstas a serem instaladas no sistema. Obteve-se, dessa forma, um valor de, aproximadamente, R\$ 5 milhões/unidade. Utilizando a base do CCEE/ANEEL, este custo foi definido como sendo a relação entre a média dos valores de receita anual ofertada dos últimos leilões de transmissão e o comprimento do novo empreendimento a ser instalado. Obteve-se, com isso, um valor de, aproximadamente, R\$ 100 mil/km. Considerando-se para o problema que as linhas terão comprimento médio de 50 km e que não haverá diferença entre preços de linhas de transmissão e transformadores, os custos por unidade, na base de custos do PDE e da CCEE/ANEEL seriam iguais a R\$ 5 milhões/unidade.

Os custos de operação tanto para geradores existentes (*oc*) como para geradores novos (*OC*), com base no PDE 2019, foram definidos como sendo iguais ao Custo Marginal de Expansão (CME). Utilizando a base do CCEE, foi definido para o valor de *oc* como sendo a média nacional do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os meses de janeiro e dezembro de 2009, porém o valor de *OC* foi mantido como sendo igual ao CME.

O fator de penalização relativo ao custo de corte de carga (α) foi definido sem uma base de referência de dados, porém é sabido que um alto valor para essa constante é desejado, de forma a não haver corte de carga no sistema. Com isso, foram utilizados os valores de R\$ 1 milhões/MW e R\$ 100 milhões/MW, respectivamente, para a base de dados do PDE e da CCEE/ANEEL.

Além disso, tanto para operação como para instalação, não houve diferenciação dos custos por barras do sistema, ou seja, qualquer gerador, independente da barra em que ele estivesse ou fosse instalado, apresentou o mesmo valor que os demais para ser operado ou instalado.

4.3 Definição dos Limites

Os limites de variação inferior (lb) e superior (ub) das variáveis do problema foram definidos por barra ou interligação do sistema e levaram em consideração alguns aspectos:

- N (número de unidades geradoras novas): o número mínimo permitido de unidades geradoras novas a serem instaladas foi de 0 e o número máximo permitido foi de 3 unidades. Duas abordagens foram definidas para determinar onde seria permitido instalar novos geradores: uma restringindo a instalação somente às barras em que já existiam geradores de acordo com o caso base, e outra permitindo a instalação não só nas barras onde já existiam geradores como em outras barras pré-definidas;

- n (número de linhas de transmissão ou transformadores): o número mínimo permitido de unidades novas a serem instaladas foi de 0 e o número máximo permitido foi de 3 unidades menos a quantidade de linhas já existente entre duas barras do sistema antes do estágio em estudo. Isto é, primeiramente, definiu-se que o número máximo de unidades de interligação entre duas barras seria de 3 unidades e que somente poderiam ser instaladas unidades novas entre barras que já possuíam pelo menos uma linha de transmissão ou transformador determinado de acordo com o caso base;

- g (despacho dos geradores existentes): a geração mínima permitida para os geradores já existentes no sistema foi de 0 MW e a geração máxima foi de 350 MW;

- G (despacho dos geradores novos): a geração mínima permitida para os geradores novos no sistema foi de 0 MW e a geração máxima foi de 400 MW/unidade;

- r (risco de corte de carga): o risco mínimo foi definido como 0 MW e o risco máximo foi definido como o valor da demanda de carga em cada barra;

4.4 Definição da Função Objetivo

A definição da função objetivo (fun) foi feita de forma a obedecer à Equação 3.7, para formulação estática, e à Equação 3.15, para a formulação dinâmica. A *function* $fmincon$ utiliza-a para

fazer múltiplas avaliações com objetivo de minimizá-la, obedecendo as restrições e os limites definidos em cada formulação. Utilizam-se, nesta *function*, os valores de custos mostrados na seção 4.2 e, além disso, calculam-se os valores de δ_{inv} e δ_{oper} definidos, respectivamente, nas equações 3.3 e 3.4, para a formulação estática, e nas equações 3.11 e 3.12, para a formulação dinâmica.

4.5 Definição da Função de Restrições Não-Lineares

A definição da função de restrições não-lineares (*nonlcon*) foi feita de forma a obedecer todas as restrições não-lineares de igualdade e desigualdade do problema. Nesta *function* é calculado um fluxo de potência CC, o qual é atualizado a cada iteração do programa, considerando o número de interligações entre barras e o fluxo máximo, de acordo com os dados do sistema, para ser utilizado posteriormente na equação de balanço de potência, mostrada nas equações 3.8, para a formulação estática, e 3.16, para a formulação dinâmica. Desta forma, os valores das funções $c(x)$ e $ceq(x)$ são calculados e também empregados pelo programa.

4.6 Critérios Utilizados

Neste trabalho tentou-se adotar os mesmos critérios adotados pelo PDE 2010/2019. Assim, uma das considerações foi utilizar um valor de taxa de desconto (I) de 8% a.a., o qual é empregado para o cálculo dos fatores de desconto para operação (δ_{oper}) e investimento (δ_{inv}). Outra consideração foi de utilizar o horizonte de estudo do problema como sendo de 20 anos, isto é, o ano base empregado foi o de 2010 até o ano de 2030, que representa o fim do horizonte de estudo.

Outra consideração foi atender um aumento anual de carga durante o horizonte de estudo igual a 5,3% a.a. com o objetivo de atender à demanda no final do horizonte de estudo. Este valor é determinado com base nos critérios mencionados no capítulo 2 deste trabalho.

Portanto, para a formulação estática, a demanda total ao final do último ano abrangido pelo estudo será de 1724,8 MW, isso se traduz em um aumento de 180,91% em relação à demanda base do sistema que era de 614,0 MW.

Para a formulação dinâmica, foi feita a divisão do horizonte de estudos em dois estágios de 10 anos cada. Então existem na verdade dois aumentos de carga considerados, um para cada estágio. No primeiro e no segundo estágios, a demanda total ao final do último ano abrangido por cada estágio será, respectivamente, de 1332,3 MW e 1724,8 MW, isso se traduz em um aumento de 116,98% e 180,91%, respectivamente. Nesse programa, os estágios são minimizados individualmente, isto é, o problema é minimizado em cada estágio e não como um todo.

4.7 Sistema utilizado

O sistema utilizado neste trabalho foi extraído de [21], chamado de Sistema Teste Brasileiro de 16 barras (STB 16 barras). Neste trabalho, o sistema original foi modificado pela adição de uma carga de 60 MW na barra 9, conforme a Figura 4.1.

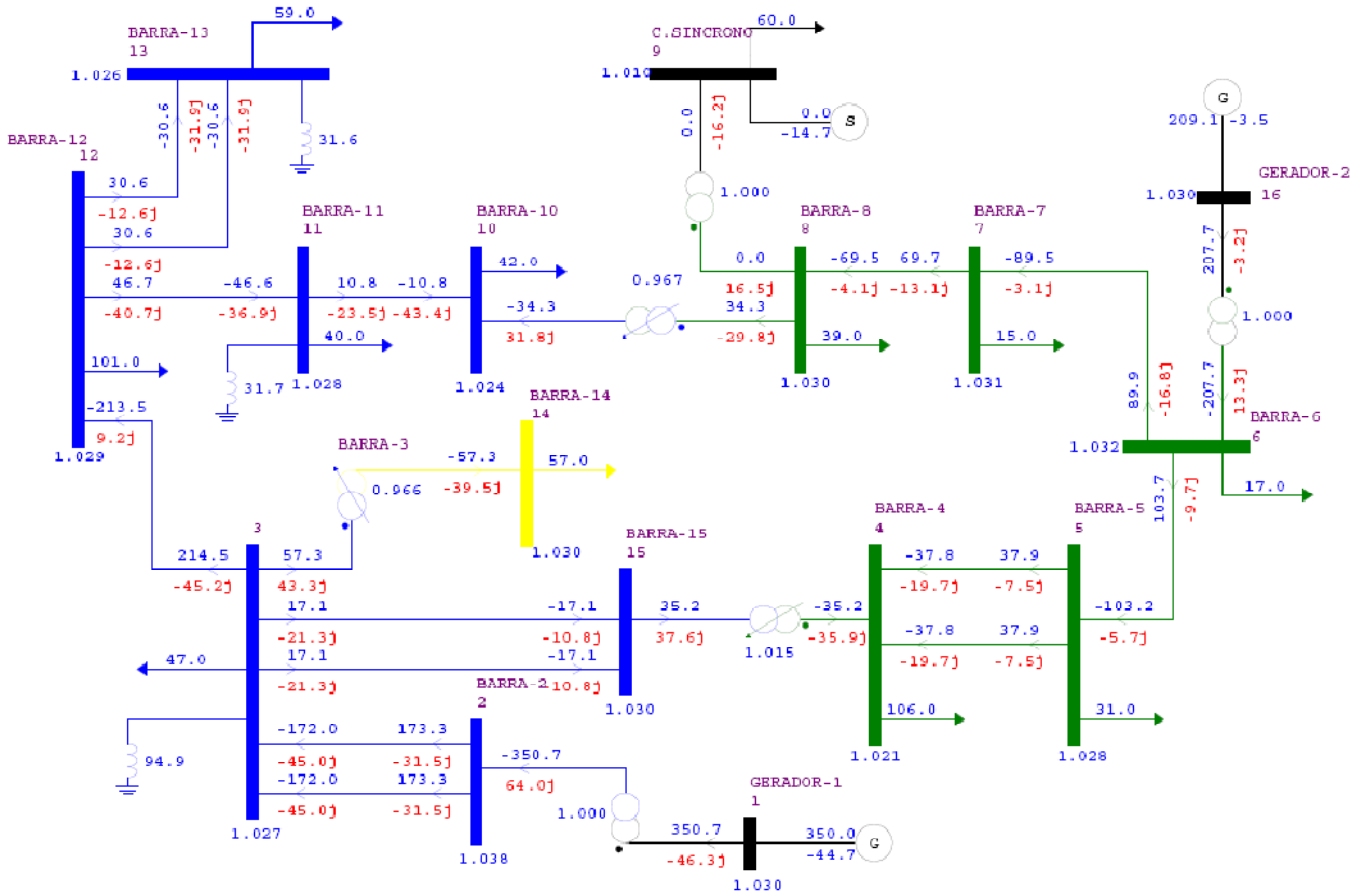


Figura 4.1 – Sistema Teste Brasileiro 16 barras modificado

Como o modelo de carga CC será utilizado neste trabalho, buscou-se apenas apresentar os dados necessários para o fluxo de potência CC. As tabelas abaixo mostram os dados do sistema utilizado no estudo, no qual todas as impedâncias estão em pu, na base de 100 MVA.

| Número | Nome Barra | Tipo de Barra | Tensão Base (kV) | Tensão (p.u.) | Ângulo (graus) | Geração Ativa (MW) | Carga Ativa (MW) |
|--------|------------|----------------|------------------|---------------|----------------|--------------------|------------------|
| 1 | GERADOR-1 | 1- PV | 13,8 | 1,0300 | -0,15 | 350,00 | 0,00 |
| 2 | BARRA-2 | 0 - PQ | 345 | 1,0360 | -3,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | BARRA-3 | 0 - PQ | 345 | 1,0220 | -7,60 | 0,00 | 47,00 |
| 4 | BARRA-4 | 0 - PQ | 230 | 0,9920 | -8,90 | 0,00 | 106,00 |
| 5 | BARRA-5 | 0 - PQ | 230 | 1,0080 | -7,10 | 0,00 | 31,00 |
| 6 | BARRA-6 | 0 - PQ | 230 | 1,0260 | -3,70 | 0,00 | 17,00 |
| 7 | BARRA-7 | 0 - PQ | 230 | 1,0280 | -8,40 | 0,00 | 15,00 |
| 8 | BARRA-8 | 0 - PQ | 230 | 1,0300 | -12,00 | 0,00 | 39,00 |
| 9 | C,SINCRONO | 1- PV | 13,8 | 1,0100 | -16,00 | 0,00 | 60,00 |
| 10 | BARRA-10 | 0 - PQ | 345 | 0,9880 | -13,00 | 0,00 | 42,00 |
| 11 | BARRA-11 | 0 - PQ | 345 | 1,0020 | -12,00 | 0,00 | 40,00 |
| 12 | BARRA-12 | 0 - PQ | 345 | 1,0150 | -11,00 | 0,00 | 101,00 |
| 13 | BARRA-13 | 0 - PQ | 345 | 1,0120 | -11,00 | 0,00 | 59,00 |
| 14 | BARRA-14 | 0 - PQ | 138 | 1,0280 | -10,00 | 0,00 | 57,00 |
| 15 | BARRA-15 | 0 - PQ | 345 | 1,0300 | -8,10 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | GERADOR-2 | 2 - Referência | 13,8 | 1,0300 | 0,00 | 270,80 | 0,00 |

Tabela 4.2 – Dados de barra do sistema

| Barra DE | Nome DE | Barra PARA | Nome PARA | Circuito | Reatância | Capac. Normal (MVA) |
|----------|----------|------------|-----------|----------|-----------|---------------------|
| 2 | BARRA-2 | 3 | BARRA-3 | 1 | 4.96 | 300 |
| 2 | BARRA-2 | 3 | BARRA-3 | 2 | 4.96 | 300 |
| 3 | BARRA-3 | 12 | BARRA-12 | 1 | 2.64 | 300 |
| 3 | BARRA-3 | 15 | BARRA-15 | 1 | 8.38 | 200 |
| 3 | BARRA-3 | 15 | BARRA-15 | 2 | 8.38 | 200 |
| 4 | BARRA-4 | 5 | BARRA-5 | 1 | 7.37 | 200 |
| 4 | BARRA-4 | 5 | BARRA-5 | 2 | 7.37 | 200 |
| 5 | BARRA-5 | 6 | BARRA-6 | 1 | 5.36 | 200 |
| 6 | BARRA-6 | 7 | BARRA-7 | 1 | 6.37 | 200 |
| 7 | BARRA-7 | 8 | BARRA-8 | 1 | 5.03 | 200 |
| 10 | BARRA-10 | 11 | BARRA-11 | 1 | 3.72 | 300 |
| 11 | BARRA-11 | 12 | BARRA-12 | 1 | 4.34 | 300 |
| 12 | BARRA-12 | 13 | BARRA-13 | 1 | 2.48 | 300 |
| 12 | BARRA-12 | 13 | BARRA-13 | 2 | 2.48 | 300 |

Tabela 4.3 – Dados de linha do sistema

| Barra DE | Nome DE | Barra PARA | Nome PARA | Circuito | Reatância | Capac. Normal (MVA) |
|----------|-----------|------------|------------|----------|-----------|---------------------|
| 1 | GERADOR-1 | 2 | BARRA-2 | 1 | 1.5 | 520 |
| 3 | BARRA-3 | 14 | BARRA-14 | 1 | 8.33 | 165 |
| 4 | BARRA-4 | 15 | BARRA-15 | 1 | 6.67 | 300 |
| 6 | BARRA-6 | 16 | GERADOR-2 | 1 | 2.5 | 450 |
| 8 | BARRA-8 | 9 | C.SINCRONO | 1 | 12.5 | 100 |
| 10 | BARRA-10 | 8 | BARRA-8 | 1 | 10. | 260 |

Tabela 4.4 – Dados de transformadores do sistema

4.8 Simulações Realizadas

Foram realizadas 8 simulações para cada formulação do problema, todas abordando as duas bases de custos mostrados na seção 4.2, num total de 32 simulações. Cabe lembrar que todas utilizaram o modelo de carga CC para a representação da rede de transmissão, como definido no capítulo 3.

As simulações podem se dividir em cinco aspectos:

- Quanto a formulação utilizada – estática ou dinâmica;
- Quanto a base de custos utilizada – PDE ou CCEE/ANEEL;
- Quanto às barras nas quais é permitido a instalação de novos geradores – barras 1 e 16 e barras 1, 9, 13 e 16;
- Quanto ao valor de despacho inicial dos geradores existentes (g_0) – zero, base e máximo;
- Quanto a uma nova rodada do programa utilizando resultado da primeira rodada – sem outra rodada e com outra rodada.

As barras 1 e 16 do sistema base já possuíam geradores, então, primeiramente, foram mantidas essas barras como candidatas a serem utilizadas para instalação de novos geradores. Para outra análise acrescentou-se as barras 9 e 13, escolhidas de modo semi-arbitrário pois foi avaliado que elas seriam mais propícias a instalação de novos geradores.

O valor de despacho inicial dos geradores existentes é definido como sendo zero em todas as barras, como sendo o valor da geração em cada barra igual ao caso base ou como sendo o valor da geração máxima de geradores existentes, como definido na seção 4.3.

A nova rodada consistiu em fazer algumas alterações na resposta obtida após a primeira rodada e utilizar essa resposta alterada como inicialização para uma nova rodada. Essas alterações foram: arredondar os valores de número de linhas novas instaladas (n) e número de geradores novos instalados (N) para o primeiro número inteiro acima do valor encontrado, subtrair em uma unidade N da barra com maior número de geradores instalados, além de maximizar o valor de despacho inicial dos geradores novos. Para o valor de despacho inicial dos geradores existentes foi utilizado exatamente o mesmo valor da resposta obtida após a primeira rodada.

Essa nova rodada teve o objetivo de analisar se realmente a resposta encontrada pelo programa é o mínimo global do problema e corrigir a resposta no caso de ser um mínimo local. Portanto, depois de o programa rodar uma vez e achar uma resposta, tenta-se alterar ligeiramente a solução para tentar fazer com que ela saia de um eventual mínimo local e tente encontrar o mínimo global. No anexo II, é feita uma análise sobre este assunto comum dentro de problemas não-convexos como este.

Para facilitar a análise e comparação dos resultados, foi feita uma classificação considerando os três últimos aspectos listados acima. A tabela abaixo mostra essa classificação:

| Quanto às barras permitidas instalar geradores novos | | |
|------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------|
| A | Instalação de geradores nas barras 1 e 16 | |
| B | Instalação de geradores nas barras 1, 9, 13 e 16 | |
| Quanto ao valor de despacho inicial e nova rodada | | |
| 1 | Geração existente inicial igual a zero | Sem nova rodada |
| 2 | Geração existente inicial igual ao valor base | Sem nova rodada |
| 3 | Geração existente inicial igual ao valor máximo | Sem nova rodada |
| 4 | Geração existente inicial igual ao valor máximo | Com nova rodada |

Tabela 4.5 – Classificação das simulações realizadas

5. RESULTADOS

5.1 Formulação Estática

Nesta seção serão apresentados os resultados das simulações utilizando a formulação estática do problema.

A) Instalação de geradores nas barras 1 e 16

A.1) Despacho inicial dos geradores existentes igual a zero e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes, praticamente, atingiram seus valores máximos. Houve a instalação de 4 geradores novos no sistema, sendo 1 na barra 1 e 3 na barra 16. Entretanto, é fácil notar que apenas 3 novos geradores seriam suficiente para atender a demanda total do problema. Foram implantadas 11 linhas de forma a atender o fluxo de potência considerando as gerações obtidas. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.1. As tabelas 5.2 e 5.3 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.1, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 1 | 349,18 | 148,30 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 350,00 | 877,31 | 3 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.1 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.1 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 699,18 | R\$ 79,01 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1025,61 | R\$ 115,89 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 4 | R\$ 3.862.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 | R\$ 55.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.701,54 | | R\$ 1.702,14 |

Tabela 5.2 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 699,18 | R\$ 23,77 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1025,61 | R\$ 115,89 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 4 | R\$ 3.600.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 | R\$ 55.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,43 | | R\$ 1.587,73 | | R\$ 1.588,16 |

Tabela 5.3 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

A.2) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor base e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes atingiram seus valores máximos, enquanto, os despachos dos geradores novos obtiveram valores ligeiramente diferentes em relação ao caso A.1. Houve, como no caso anterior, a instalação de 4 geradores novos no sistema e 11 linhas de transmissão. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.4. As tabelas 5.5 e 5.6 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.2, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | 350,00 | 154,15 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 350,00 | 870,64 | 3 | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.4 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.2 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| g | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 | R\$ 79,10 |
| G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,79 | R\$ 115,80 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 4 | R\$ 3.862.000,00 |
| n | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 | R\$ 55.000,00 |
| r | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.701,54 | | R\$ 1.702,14 |

Tabela 5.5 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| g | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 | R\$ 23,80 |
| G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,79 | R\$ 115,80 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 4 | R\$ 3.600.000,00 |
| n | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 | R\$ 55.000,00 |
| r | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,43 | | R\$ 1.587,73 | | R\$ 1.588,16 |

Tabela 5.6 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

A.3) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes mantiveram seus valores máximos, enquanto, os despachos dos geradores novos obtiveram valores diferentes dos casos A.1 e A.2. Houve a instalação de apenas 3 geradores novos no sistema (1 na barra 1 e 2 na barra 16), quantidade suficiente para atender a demanda prevista, e de 13 linhas de transmissão, que apesar de ser um valor maior do que os casos A.1 e A.2 em 2 unidades, devido ao fato do custo C ser bem maior que o custo c , o custo total ficou mais baixo do que nos casos anteriores. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.7. As tabelas 5.8 e 5.9 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.3 utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | 350,00 | 268,93 | 1 | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 350,00 | 755,86 | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.7 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.3 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| G | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 | R\$ 79,10 |
| G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,79 | R\$ 115,80 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 3 | R\$ 2.896.500,00 |
| N | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 13 | R\$ 65.000,00 |
| R | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.286,48 | | R\$ 1.287,07 |

Tabela 5.8 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| G | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 | R\$ 23,80 |
| G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,79 | R\$ 115,80 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 3 | R\$ 2.700.000,00 |
| N | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 13 | R\$ 65.000,00 |
| R | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,43 | | R\$ 1.201,12 | | R\$ 1.201,54 |

Tabela 5.9 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

A.4) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e com nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes e dos geradores novos na barra 1 atingiram os valores máximos de geração, porém na barra 16 eles ficaram por volta de 90 MW abaixo do máximo para g e G. Assim como na abordagem A.3, houve a instalação de 3 geradores novos e 13 linhas de transmissão novas. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.10. As tabelas 5.11 e 5.12 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.4, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | 350,00 | 400,00 | 1 | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 262,39 | 712,39 | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.10 – Resultados das variáveis do problema para simulação A.4 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 612,39 | R\$ 69,20 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1112,39 | R\$ 125,70 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 3 | R\$ 2.896.500,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 13 | R\$ 65.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.286,48 | | R\$ 1.287,07 |

Tabela 5.11 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 612,39 | R\$ 20,82 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1112,39 | R\$ 125,70 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 3 | R\$ 2.700.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 13 | R\$ 65.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,45 | | R\$ 1.201,12 | | R\$ 1.201,57 |

Tabela 5.12 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B) Instalação de geradores nas barras 1, 9, 13 e 16

B.1) Despacho inicial dos geradores existentes igual a zero e sem nova rodada

Nesta simulação o despacho do gerador existente na barra 1, ficou um pouco mais baixo em relação ao valor máximo, enquanto o da barra 16 fixou-se no máximo. Houve a instalação de 4 geradores novos no sistema (1 na barra 1, 1 na barra 13 e 2 na barra 16) e 10 linhas de transmissão de forma a atender o fluxo de potência considerando às gerações obtidas. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.13. As tabelas 5.14 e 5.15 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de

custo e custo total para a simulação B.1, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | 332,39 | 156,56 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | 264,50 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 350,00 | 621,34 | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.13 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.1 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 682,39 | R\$ 77,11 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1042,40 | R\$ 117,79 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 4 | R\$ 3.862.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.699,37 | | R\$ 1.699,97 |

Tabela 5.14 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 682,39 | R\$ 23,20 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1042,40 | R\$ 117,79 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 4 | R\$ 3.600.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,43 | | R\$ 1.585,56 | | R\$ 1.585,99 |

Tabela 5.15 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B.2) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor base e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes atingiram seus valores máximos, enquanto, os despachos dos geradores novos obtiveram valores bem diferentes em relação ao caso B.1. Houve, como no caso anterior, a instalação de 4 geradores novos no sistema e 10 linhas de transmissão. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.16. As tabelas 5.17 e 5.18 mostram os valores de custos de

acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação B.2, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | 192,26 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 350,00 | 832,53 | 3 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.16 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.2 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 | R\$ 79,10 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,79 | R\$ 115,80 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 4 | R\$ 3.862.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.699,37 | | R\$ 1.699,97 |

Tabela 5.17 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 | R\$ 23,80 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,79 | R\$ 115,80 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 4 | R\$ 3.600.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,43 | | R\$ 1.585,56 | | R\$ 1.585,99 |

Tabela 5.18 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B.3) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes atingiram seus valores máximos, enquanto, os despachos dos geradores novos obtiveram valores parecidos em relação ao caso B.2. Houve, como nos casos anteriores, a instalação de 4 geradores novos no sistema e 10 linhas de transmissão. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.19. As tabelas 5.20 e 5.21 mostram os valores de custos de

acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação B.3, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 | | | |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | | | |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - | | | |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | | | |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 13 | - | 188,60 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 16 | 350,00 | 836,10 | 3 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | | | |

Tabela 5.19 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.3 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 | R\$ 79,10 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,70 | R\$ 115,79 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 4 | R\$ 3.862.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.699,37 | | R\$ 1.699,97 |

Tabela 5.20 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 | R\$ 23,80 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1024,70 | R\$ 115,79 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 4 | R\$ 3.600.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,43 | | R\$ 1.585,56 | | R\$ 1.585,99 |

Tabela 5.21 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B.4) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e com nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes e dos geradores novos na barra 16 ficaram por volta de 90 MW abaixo do máximo para *g* e *G*. Diferentemente das outras abordagens do caso B, houve a instalação de 3 geradores novos e 10 linhas de transmissão novas. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.22. As tabelas 5.23 e 5.24 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o

tipo de custo e custo total para a simulação B.4, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | 400,00 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 262,39 | 712,39 | 2 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.22 – Resultados das variáveis do problema para simulação B.4 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 612,39 | R\$ 69,20 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1112,39 | R\$ 125,70 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 3 | R\$ 2.896.500,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,60 | | R\$ 1.279,96 | | R\$ 1.280,56 |

Tabela 5.23 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do PDE

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 612,39 | R\$ 20,82 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 1112,39 | R\$ 125,70 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 3 | R\$ 2.700.000,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 10 | R\$ 50.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| \$ 0,45 | | R\$ 1.194,60 | | R\$ 1.195,05 |

Tabela 5.24 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

Na formulação estática do problema, observaram-se resultados pouco diferenciados dependendo de cada abordagem. A Tabela 5.25 mostra de forma compacta todos os resultados da formulação estática.

| Formulação Estática | | | | | | | | |
|---------------------|--------------------------|---------|----------------|----------------|---------|---------|---------|----------------|
| Caso | A.1 | A.2 | A.3 | A.4 | B.1 | B.2 | B.3 | B.4 |
| Barras | g (MW) | | | | | | | |
| 1 | 349,18 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 332,39 | 350,00 | 350,00 | 350,00 |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 262,39 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 262,39 |
| Barras | G (MW) | | | | | | | |
| 1 | 148,30 | 154,15 | 268,93 | 400,00 | 156,56 | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | 264,50 | 192,26 | 188,60 | 400,00 |
| 16 | 877,31 | 870,64 | 755,86 | 712,39 | 621,34 | 832,53 | 836,10 | 712,39 |
| Quant. Total | N total (uni) | | | | | | | |
| | 4 | 4 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| Quant. Total | n total (uni) | | | | | | | |
| | 11 | 11 | 13 | 13 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| R\$ | Custos Totais PDE | | | | | | | |
| | 1702,14 | 1702,14 | 1287,07 | 1287,07 | 1699,97 | 1699,97 | 1699,97 | 1280,56 |
| R\$ | Custos Totais CCEE/ANEEL | | | | | | | |
| | 1588,16 | 1588,16 | 1201,54 | 1201,57 | 1585,99 | 1585,99 | 1585,99 | 1195,05 |

Tabela 5.25 – Tabela com todos os resultados da formulação estática

Quanto aos valores de g , o programa tendeu a mantê-los no valor máximo de geração dos existentes, independente do tipo de inicialização, com exceção das abordagens com novas rodadas nas quais g na barra 16 ficou quase 90 MW menor em relação ao valor máximo.

Nas abordagens A.3, A.4 e B.4 instalaram-se 3 unidades geradoras, o número mínimo suficiente para atender toda a demanda de carga do sistema, nas outras abordagens instalaram-se 4 unidades. A quantidade de linhas instalada variou entre 11 e 13 para o caso A e em todas as abordagens do caso B foram iguais a 10.

Os melhores resultados em relação ao custo total da expansão do sistema foram obtidos para as abordagens A.3, A.4 e B.4, nas quais foi empregada a inicialização do problema definindo g no seu valor máximo, para o caso A, com e sem novas rodadas (A.3 e A.4) e, para o caso B, com nova rodada (B.4). Portanto, os casos com novas rodadas aplicadas forneceram respostas satisfatórias para ambos os casos.

5.2 Formulação Dinâmica

Nesta seção serão apresentados os resultados das simulações utilizando a formulação dinâmica do problema.

A) Instalação de geradores nas barras 1 e 16

A.1) Despacho inicial dos geradores existentes igual a zero e sem nova rodada

Nesta simulação o despacho do gerador existente na barra 1 em nenhum estágio atingiu seu valor máximo, ao contrário, do gerador na barra 16. Houve a instalação de 4 geradores novos e 13 linhas no sistema, sendo, respectivamente, 3 e 11 no primeiro estágio e 1 e 2 no segundo. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.26. As tabelas 5.27 e 5.28 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.1, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Barra | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|------------|------------------------------------------|-------------------|------------------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|---|
| | | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | |
| 2° estágio | 1° estágio | 1 | 111,41 205,97 | 94,56 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| | | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - |
| | | 5 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 |
| | | 7 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 8 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | 16 | 349,99 1150,00 | 776,32 368,82 | 2 1 | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.26 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.1 para ambas as bases de custos

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 461,40 1355,97 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 870,88 368,82 | R\$ 98,41 R\$ 41,68 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 3 1 | R\$ 2.896.500,00 R\$ 965.500,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,28 R\$ 0,24 | R\$ 1.282,13 R\$ 278,99 | R\$ 1.282,41 R\$ 279,23 | R\$ 1.561,64 | |

Tabela 5.27 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 461,40 1355,97 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 870,88 368,82 | R\$ 98,41 R\$ 41,68 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 3 1 | R\$ 2.700.000,00 R\$ 900.000,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,21 R\$ 0,11 | R\$ 1.196,77 R\$ 260,26 | R\$ 1.196,98 R\$ 260,37 | R\$ 1.457,35 | |

Tabela 5.28 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

A.2) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor base e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes atingiram seus valores máximos em todos os estágios, enquanto, os despachos dos geradores novos obtiveram valores diferentes em relação ao caso A.1. Houve a instalação de 3 geradores novos e 13 linhas no sistema, sendo, respectivamente, 2 e 11 no primeiro estágio e 1 e 2 no segundo. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.29. As tabelas 5.30 e 5.31 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.2, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Barra | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|---------|------------------------------------------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| | | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 2 | 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | | |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | | |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | | |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | | |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 16 | 350,00 | 632,28 | 2 | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| | 1150,00 | 224,79 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |

Tabela 5.29 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.2 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | g | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 1500,00 |
| G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 2 1 | R\$ 1.931.000,00 R\$ 965.500,00 |
| n | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| r | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,28 | | R\$ 862,72 | R\$ 863,00 | R\$ 1.142,23 |
| R\$ 0,24 | | R\$ 278,99 | R\$ 279,23 | |

Tabela 5.30 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 2 1 | R\$ 1.800.000,00 R\$ 900.000,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,18 R\$ 0,09 | R\$ 805,81 R\$ 260,26 | R\$ 805,99 R\$ 260,35 | R\$ 1.066,34 | |

Tabela 5.31 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

A.3) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e sem nova rodada

Esta simulação obteve respostas idênticas ao caso A.2, os despachos dos geradores existentes se mantiveram em seus valores máximos em todos os estágios. Houve a instalação de 3 geradores novos e 13 linhas no sistema, sendo, respectivamente, 2 e 11 no primeiro estágio e 1 e 2 no segundo. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.32. As tabelas 5.33 e 5.34 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.3, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Barra | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|-------------------|------------------------------------------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| | | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 350,00 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | | |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | | |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | | |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 16 | 350,00 1150,00 | 632,28 224,79 | 2 1 | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |

2° estágio | 1° estágio

Tabela 5.32 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.3 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 2 1 | R\$ 1.931.000,00 R\$ 965.500,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,28 | | R\$ 862,72 | R\$ 863,00 | R\$ 1.142,23 |
| R\$ 0,24 | | R\$ 278,99 | R\$ 279,23 | |

Tabela 5.33 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 2 1 | R\$ 1.800.000,00 R\$ 900.000,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) | |
| R\$ 0,18 R\$ 0,09 | | R\$ 805,81 R\$ 260,26 | R\$ 805,99 R\$ 260,35 | R\$ 1.066,34 | |

Tabela 5.34 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

A.4) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e com nova rodada

Esta simulação obteve respostas muito parecidas aos casos A.2 e A.3, somente os despachos dos geradores ficaram um pouco diferentes, enquanto as outras variáveis ficaram iguais aos casos citados. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.35. As tabelas 5.36 e 5.37 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação A.4, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------|------------------------------------------|------------------|---------------|----------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| Barra | <i>g</i> (MW) | <i>G</i> (MW) | <i>N</i> (uni) | <i>r</i> (MW) | <i>n</i> (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 2º estágio 1º estágio | 1 | 350,00 350,00 | - - | - - | - - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | |
| | 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - |
| | 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 |
| | 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - |
| | 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 16 | 350,00 978,53 | 632,28 396,25 | 2 1 | - - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.35 - Resultados das variáveis do problema para simulação A.4 para ambas as bases de custos

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 1328,53 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 396,25 | R\$ 71,45 R\$ 44,78 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 2 1 | R\$ 1.931.000,00 R\$ 965.500,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,28 R\$ 0,24 | R\$ 862,72 R\$ 278,99 | R\$ 863,00 R\$ 279,23 | R\$ 1.142,23 | |

Tabela 5.36 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 1328,53 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 396,25 | R\$ 71,45 R\$ 44,78 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 2 1 | R\$ 1.800.000,00 R\$ 900.000,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,18 R\$ 0,11 | R\$ 805,81 R\$ 260,26 | R\$ 805,99 R\$ 260,37 | R\$ 1.066,36 | |

Tabela 5.37 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação A.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B) Instalação de geradores nas barras 1, 9, 13 e 16

B.1) Despacho inicial dos geradores existentes igual a zero e sem nova rodada

Nesta simulação o despacho do gerador existente na barra 1 ficou muito baixo, ao contrário, do gerador na barra 16. Houve a instalação de 5 geradores novos e 13 linhas no sistema, sendo, respectivamente, 4 e 11 no primeiro estágio e 1 e 2 no segundo. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.38. As tabelas 5.39 e 5.40 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação B.1, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Barra | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|-------------------|------------------------------------------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|---|
| | | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | |
| 1 | 23,29 55,41 | 32,12 - | 1 - | - - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 12 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - 132,84 | 132,84 - | 1 - | - - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 349,99 1150,00 | 794,03 386,54 | 2 1 | - - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 5.38 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.1 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | g | R\$ | | |
| g | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 373,28 1338,25 | R\$ 42,18 R\$ 151,22 |
| | G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | R\$ 108,37 R\$ 43,68 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 4 | R\$ 3.862.000,00 |
| | | | 1 | R\$ 965.500,00 |
| n | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 | R\$ 55.000,00 |
| | | | 2 | R\$ 10.000,00 |
| r | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 | R\$ 0,00 |
| | | | 0,00 | R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,28 | | R\$ 1.701,54 | R\$ 1.701,82 | R\$ 1.981,05 |
| R\$ 0,24 | | R\$ 278,99 | R\$ 279,23 | |

Tabela 5.39 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do PDE

| | | | | | |
|------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| 1º estágio | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
| | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 373,28 1338,25 | R\$ 12,69 R\$ 45,50 |
| | <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 958,99 386,54 | R\$ 108,37 R\$ 43,68 |
| | <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 4 1 | R\$ 3.600.000,00 R\$ 900.000,00 |
| | <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| | <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,22 R\$ 0,11 | | R\$ 1.587,73 R\$ 260,26 | R\$ 1.587,96 R\$ 260,37 | R\$ 1.848,32 |

Tabela 5.40 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.1, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B.2) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor base e sem nova rodada

Nesta simulação os despachos dos geradores existentes atingiram seus valores máximos em todos os estágios, enquanto, os despachos dos geradores novos obtiveram valores diferentes em relação ao caso B.1. Houve a instalação de 3 geradores novos e 13 linhas no sistema, sendo, respectivamente, 2 e 11 no primeiro estágio e 1 e 2 no segundo. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.41. As tabelas 5.42 e 5.43 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação B.2, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Barra | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|-------------------|------------------------------------------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| | | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 350,00 350,00 | - - | - - | - - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | | |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | | |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | | |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 16 | 350,00 1150,00 | 632,28 224,79 | 2 1 | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |

Tabela 5.41 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.2 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 2 1 | R\$ 1.931.000,00 R\$ 965.500,00 |
| <i>n</i> | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,28 | | R\$ 862,72 | R\$ 863,00 | R\$ 1.142,23 |
| R\$ 0,24 | | R\$ 278,99 | R\$ 279,23 | |

Tabela 5.42 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 2 1 | R\$ 1.800.000,00 R\$ 900.000,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,18 R\$ 0,09 | R\$ 805,81 R\$ 260,26 | R\$ 805,99 R\$ 260,35 | R\$ 1.066,34 | |

Tabela 5.43 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.2, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B.3) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e sem nova rodada

Esta simulação obteve respostas idênticas ao caso B.2, os despachos dos geradores existentes se mantiveram em seus valores máximos em todos os estágios. Houve a instalação de 3 geradores novos e 13 linhas no sistema, sendo, respectivamente, 2 e 11 no primeiro estágio e 1 e 2 no segundo. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.44. As tabelas 5.45 e 5.46 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação B.3, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| Barra | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|-------------------|------------------------------------------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| | | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 350,00 350,00 | - - | - - | - - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | | |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | | |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | | |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 16 | 350,00 1150,00 | 632,28 224,79 | 2 1 | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |

Tabela 5.44 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.3 para ambas as bases de custos

| Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | g | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 1500,00 |
| G | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| N | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 2 1 | R\$ 1.931.000,00 R\$ 965.500,00 |
| n | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| r | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,28 | | R\$ 862,72 | R\$ 863,00 | R\$ 1.142,23 |
| R\$ 0,24 | | R\$ 278,99 | R\$ 279,23 | |

Tabela 5.45 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|-----------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | g | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 1500,00 |
| G | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| N | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 2 1 | R\$ 1.800.000,00 R\$ 900.000,00 |
| n | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| r | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| Custo Oper. (milhões) | | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | | Custo Total (milhões) |
| R\$ 0,18 R\$ 0,09 | | R\$ 805,81 R\$ 260,26 | R\$ 805,99 R\$ 260,35 | | R\$ 1.066,34 |

Tabela 5.46 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.3, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

B.4) Despacho inicial dos geradores existentes igual ao valor máximo e com nova rodada

Esta simulação obteve respostas muito parecidas aos casos B.2 e B.3, somente os despachos dos geradores ficaram um pouco diferentes, enquanto as outras variáveis ficaram iguais aos casos citados. As alternativas de expansão obtidas para essa simulação ficaram iguais para as duas bases de custos e estão mostrados na Tabela 5.47. As tabelas 5.48 e 5.49 mostram os valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para a simulação B.4, utilizando, respectivamente, a base de custos do PDE e do CCEE/ANEEL.

| 2º estágio 1º estágio | | Resultados para ambas as bases de custos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|-------------------|------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|
| | | Barra | g (MW) | G (MW) | N (uni) | r (MW) | n (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 | 350,00 350,00 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | | | |
| 4 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | | | |
| 5 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 6 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | | | |
| 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | | | |
| 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 12 | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 15 | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| 16 | 350,00 1150,00 | 632,28 224,79 | 2 1 | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |

Tabela 5.47 - Resultados das variáveis do problema para simulação B.4 para ambas as bases de custos

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 113,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 965,5 | 2 1 | R\$ 1.931.000,00 R\$ 965.500,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 1,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,28 R\$ 0,24 | R\$ 862,72 R\$ 278,99 | R\$ 863,00 R\$ 279,23 | R\$ 1.142,23 | |

Tabela 5.48 – Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do PDE

| | Variável Associada | Base de Custos | | Valor total da variável associada | Custo de Instalação por variável associada (mil) |
|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------|
| | 2º estágio 1º estágio | <i>g</i> | oc (/MW) | R\$ 34,0 | 700,00 1500,00 |
| <i>G</i> | | OC (/MW) | R\$ 113,0 | 632,28 224,79 | R\$ 71,45 R\$ 25,40 |
| <i>N</i> | | C (milhões/uni) | R\$ 900,0 | 2 1 | R\$ 1.800.000,00 R\$ 900.000,00 |
| <i>n</i> | | c (milhões/uni) | R\$ 5,0 | 11 2 | R\$ 55.000,00 R\$ 10.000,00 |
| <i>r</i> | | α (milhões/MW) | R\$ 100,0 | 0,00 0,00 | R\$ 0,00 R\$ 0,00 |
| | | Custo Oper. (milhões) | Custo Invest. (milhões) | Custo Total por estágio (milhões) | Custo Total (milhões) |
| | R\$ 0,18 R\$ 0,09 | R\$ 805,81 R\$ 260,26 | R\$ 805,99 R\$ 260,35 | R\$ 1.066,34 | |

Tabela 5.49 - Valores de custos de acordo com cada variável, com o tipo de custo e custo total para simulação B.4, utilizando a base custos do CCEE/ANEEL

Na formulação dinâmica do problema, observaram-se resultados pouco diferenciados dependendo de cada abordagem. A Tabela 5.50 mostra de forma compacta todos os resultados da formulação dinâmica.

| Formulação Dinâmica | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------------------------|---------|----------------|---------|----------------|---------|----------------|--------|---------|---------|----------------|---------|----------------|---------|----------------|---------|
| Caso | A.1 | | A.2 | | A.3 | | A.4 | | B.1 | | B.2 | | B.3 | | B.4 | |
| Estágio | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| Barras | g (MW) | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 111,41 | 205,97 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 23,29 | 55,41 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 350,00 | 350,00 |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 132,84 | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 349,99 | 1150,00 | 350,00 | 1150,00 | 350,00 | 1150,00 | 350,00 | 978,25 | 349,99 | 1150,00 | 350,00 | 1150,00 | 350,00 | 1150,00 | 350,00 | 1062,40 |
| Barras | G (MW) | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 94,56 | - | - | - | - | - | - | - | - | 32,12 | - | - | - | - | - | - |
| 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 132,84 | - | - | - | - | - | - |
| 16 | 776,32 | 368,82 | 632,28 | 224,79 | 632,28 | 224,79 | 632,28 | 396,25 | 794,03 | 386,54 | 632,28 | 224,79 | 632,28 | 224,79 | 632,28 | 312,39 |
| Quant. | N geral (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estágio | 3 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 |
| Total | 4 | | 3 | | 3 | | 3 | | 4 | | 3 | | 3 | | 3 | |
| Quant. | n geral (uni) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estágio | 11 | 2 | 11 | 2 | 11 | 2 | 11 | 2 | 11 | 2 | 11 | 2 | 11 | 2 | 11 | 2 |
| Total | 13 | | 13 | | 13 | | 13 | | 13 | | 13 | | 13 | | 13 | |
| R\$ | Custos Totais PDE | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estágio | 1282,41 | 279,23 | 863,00 | 279,23 | 863,00 | 279,23 | 863,00 | 279,23 | 1282,41 | 279,23 | 863,00 | 279,23 | 863,00 | 279,23 | 863,00 | 279,23 |
| Total | 1561,64 | | 1142,23 | | 1142,23 | | 1142,23 | | 1561,64 | | 1142,23 | | 1142,23 | | 1142,23 | |
| R\$ | Custos Totais CCEE/ANEEL | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estágio | 1196,98 | 260,37 | 805,99 | 260,35 | 805,99 | 260,35 | 805,99 | 260,35 | 1196,98 | 260,37 | 805,99 | 260,35 | 805,99 | 260,35 | 805,99 | 260,35 |
| Total | 1457,35 | | 1066,34 | | 1066,34 | | 1066,36 | | 1457,35 | | 1066,34 | | 1066,34 | | 1066,35 | |

Tabela 5.50 – Tabela com todos os resultados da formulação dinâmica

Os melhores resultados em relação ao custo total da expansão foram obtidos em seis casos diferentes (A.2, A.3, A.4, B.2, B.3 e B.4), nos quais g fixou-se perto do valor máximo, houve instalação de 3 novos geradores e 13 linhas de transmissão. Nessas abordagens a inicialização do problema foi definida a partir de g no valor base e no seu valor máximo.

Os casos com novas rodadas obtiveram um despacho de potência um pouco diferente dos outros, por isso na base de custos do CCEE/ANEEL, no qual o custo de operação de geradores existentes (*oc*) é menor do que o custo de operação de geradores novos (*OC*), houve uma pequena diferença no custo total. Nas abordagens A.1 e B.1 houve a instalação de 1 novo gerador a mais do que nas outras, porém o número de linhas foi igual.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram realizadas diversas simulações para observar de forma quantitativa diferenças entre as abordagens estática e dinâmica, utilizadas no estudo do planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, além do efeito de utilização de custos diferentes, impacto de diferentes inicializações do programa na resposta no problema e reação do programa a novas rodadas na sua resposta para avaliar se ela está no mínimo global ou em um mínimo local.

O emprego de diferentes bases de custos não afetou de forma nenhuma a resposta das variáveis do problema (g , G , n , N e r). Em todas as simulações as respostas foram idênticas usando uma ou outra base. De forma geral, as simulações com novas rodadas apresentaram bons resultados. Acredita-se que estes dois aspectos citados tenham sido afetados pelo fato de não ter sido empregada uma *function* que usa, efetivamente, a PNLIM. Desse modo, o problema foi resolvido utilizando apenas a PNL com todas as variáveis sendo contínuas. Notou-se nas simulações que ao espalhar-se mais a geração pelo sistema (caso B), o número de linhas de transmissão a serem instaladas diminuiu, o que já era esperado, pois a geração vai ficando mais próxima da carga aliviando os fluxos entre as interligações do sistema.

As diferentes inicializações utilizadas mostraram que, dependendo do valor inicial dado para o problema, ele pode dar melhores e piores respostas, além de afetar o tempo de simulação do problema. Os casos nos quais a inicialização era nula (A.1 e B.1) tomavam mais tempo para achar uma resposta para esse programa, além de apresentarem respostas piores que nos demais casos.

Entre as formulações, pareceu razoável esperar que para cada caso a resposta final fosse igual para ambas as formulações mudando apenas a distribuição de instalação dentro dos estágios da formulação dinâmica, o que tornaria esta sempre mais barata em relação à estática. De fato isso ocorreu na maioria dos casos, como está mostrado nas tabelas 6.1 e 6.2, em todos eles, a formulação dinâmica implicou em um custo total mais barato em relação à formulação estática, nos casos onde ambas as formulações apresentaram as mesmas respostas (casos A.3 e B.4, por exemplo) essa diferença foi um pouco maior de 12%.

| Custos Totais PDE (R\$ milhões) | | | | | | | | |
|---------------------------------|---------|----------------|----------------|----------------|---------|----------------|----------------|----------------|
| Casos | A.1 | A.2 | A.3 | A.4 | B.1 | B.2 | B.3 | B.4 |
| Estático | 1702,14 | 1702,14 | 1287,07 | 1287,07 | 1699,97 | 1699,97 | 1699,97 | 1280,56 |
| Dinâmico | 1561,64 | 1142,23 | 1142,23 | 1142,23 | 1561,64 | 1142,23 | 1142,23 | 1142,23 |

Tabela 6.1 - Comparação de custos totais entre as formulações com base de custos do PDE

| Custos Totais CCEE/ANEEL (R\$ milhões) | | | | | | | | |
|----------------------------------------|---------|----------------|----------------|---------|---------|----------------|----------------|----------------|
| Casos | A.1 | A.2 | A.3 | A.4 | B.1 | B.2 | B.3 | B.4 |
| Estático | 1588,16 | 1588,16 | 1201,54 | 1201,57 | 1585,99 | 1585,99 | 1585,99 | 1195,05 |
| Dinâmico | 1457,35 | 1066,34 | 1066,34 | 1066,36 | 1457,35 | 1066,34 | 1066,34 | 1066,35 |

Tabela 6.2 – Comparação de custos totais entre as formulações com base de custos do CCEE/ANEEL

Para o caso A, as respostas de ambas as formulações, de uma forma geral, ficaram satisfatórias, sendo os casos A.3 e A.4 as melhores delas. Nestes casos, foram instalados as mesmas quantidades de geradores e linhas de transmissão no sistema e o custo de expansão dinâmica foi cerca de 12% mais barato em relação ao estático. Para o caso B, somente a abordagem B.4 da formulação estática apresentou uma resposta satisfatória, pois, em todos os demais casos, foi instalado 1 unidade geradora além do número mínimo necessário para o sistema. Já, na formulação dinâmica as abordagens B.2, B.3 e B.4 apresentaram boas respostas e somente no caso B.1 foi instalado 1 unidade geradora além do número mínimo.

6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Este trabalho não resolve o problema utilizando Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM) devido ao fato de não ter sido identificada uma ferramenta adequada dentro do Matlab. A aplicação desta ferramenta ao problema proposto provavelmente melhora o desempenho do programa e forneceria respostas melhores.

O emprego de Programação Dinâmica na formulação de expansão dinâmica seria outra forma de melhorar o desempenho do programa, tornando-o muito mais realista e adequada ao problema para garantir a otimização dinâmica.

De um modo geral, observando o menor custo do programa utilizando dois estágios, propõem-se também uma análise abordando estudos com mais estágios para verificar o comportamento dos custos e como seria a distribuição ao longo dos anos das variáveis do problema.

A utilização de custos melhores e mais realistas poderia ser um aspecto a se explorar, porém seria recomendável aplicar esse tipo de análise em um estudo que utilizasse PNLIM, para observar maiores diferenças em relação às comparações de custos.

ANEXOS

I. Fluxo de Potência CC

O Fluxo de Potência Linearizado ou fluxo de potência CC é um método para cálculo de fluxo de potência aproximado, no qual se leva em consideração, somente, o fluxo de potência ativa. Para isso ele faz algumas simplificações a partir da equação de fluxo de potência entre duas barras i e j , mostrada na Equação I.1 e ilustrado pela Figura I.1:

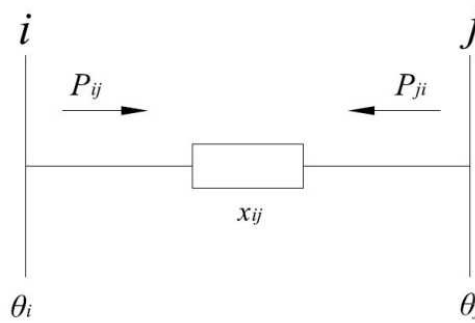


Figura I.1 – Diagrama de Fluxo de Potência entre as barras i e j

$$P_{ij} = g_{ij} \cdot V_i^2 - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_{ij}) - b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin(\theta_{ij})$$

$$P_{ji} = g_{ij} \cdot V_j^2 - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_{ij}) + b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin(\theta_{ij})$$

Equação I.1

As simplificações são as seguintes:

- $V_i = V_j = 1,0$ pu;
- θ_{ij} muito pequeno, logo $\sin(\theta_{ij}) = \theta_{ij}$ e $\cos(\theta_{ij}) = 1$.

Neste trabalho, utilizou-se essa metodologia desprezando-se as perdas do sistema. Dessa forma, despreza-se também o valor de g_{ij} , portanto a Equação I.1 fica:

$$P_{ij} = -b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin(\theta_{ij}) = -b_{ij} \cdot \theta_{ij} = \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}}$$

$$P_{ij} = \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}}$$

Equação I.2

Para valores pequenos de ângulos, este método fornece resposta bem aproximada do problema. Sabendo-se que:

$$P_i = \sum P_{ij}, \text{ para todos os ramos ligados a barra } i$$

$$P_i = \sum P_{ij} = \sum \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}} = \sum \frac{\theta_i}{x_{ij}} - \sum \frac{\theta_j}{x_{ij}}$$

Equação I.3

Generalizando a Equação I.3, para todas as n barras do sistema, tem-se:

$$\begin{aligned} P_1 &= \sum \frac{\theta_1}{x_{1j}} - \frac{\theta_2}{x_{12}} - \frac{\theta_3}{x_{13}} - \dots - \frac{\theta_n}{x_{1n}} \\ P_2 &= \sum \frac{\theta_2}{x_{2j}} - \frac{\theta_1}{x_{21}} - \frac{\theta_3}{x_{23}} - \dots - \frac{\theta_n}{x_{2n}} \\ P_3 &= \sum \frac{\theta_3}{x_{3j}} - \frac{\theta_1}{x_{31}} - \frac{\theta_2}{x_{32}} - \dots - \frac{\theta_n}{x_{3n}} \\ &\vdots \\ P_n &= \sum \frac{\theta_n}{x_{nj}} - \frac{\theta_1}{x_{n1}} - \frac{\theta_2}{x_{n2}} - \dots - \frac{\theta_{n-1}}{x_{n,n-1}} \end{aligned}$$

Equação I.4

Considerando uma das barras do sistema como referência, pode-se, então, montar o problema em uma forma matricial, do tipo $A \cdot \underline{x} = \underline{b}$:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \vdots \\ P_{n-1} \end{bmatrix}}_P = \underbrace{\begin{bmatrix} \sum \frac{1}{x_{1j}} & -\frac{1}{x_{12}} & -\frac{1}{x_{13}} & \dots & -\frac{1}{x_{1,n-1}} \\ -\frac{1}{x_{21}} & \sum \frac{1}{x_{2j}} & -\frac{1}{x_{23}} & \dots & -\frac{1}{x_{2,n-1}} \\ \frac{1}{-x_{31}} & \frac{1}{x_{32}} & \sum \frac{1}{x_{3j}} & \dots & -\frac{1}{x_{3,n-1}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{-x_{n-1,1}} & -\frac{1}{x_{n-1,2}} & -\frac{1}{x_{n-1,3}} & \dots & \sum \frac{1}{x_{n-1,j}} \end{bmatrix}}_{B'} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \vdots \\ \theta_{n-1} \end{bmatrix}}_{\theta}$$

Equação I.5

Com os dados de injeção de potência, é possível calcular os ângulos θ nas barras e com esses ângulos achar os fluxos nas interligações das barras a partir da Equação I.2.

II. Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM)

Os problemas de programação não-linear inteira mista (PNLIM) tratam de problemas de minimização sujeita a um conjunto de restrições, em que as variáveis podem ser inteiras (valores inteiros) e contínuas (valores reais), além de envolver equações não-lineares, as quais podem estar presente na função objetivo e/ou nas restrições, não necessariamente em todas. Equações não-lineares são mais complexas e de difícil solução, contudo é comum lidar com esse tipo de problema dentro da engenharia, especialmente dentro da área da engenharia elétrica, como, por exemplo, a resolução de problemas de fluxo de potência ótimo (FPO) e de despacho econômico.

De um modo genérico, a grande dificuldade na solução do problema de PNLIM está na não-convexidade do problema, permitindo a existência de mínimos locais, que mascaram a localização do mínimo global da função, e a natureza combinatoria devido a presença de variáveis inteiras. A Figura II.2 abaixo ilustra esse problema. O Mínimo Global é o menor valor da função para qualquer valor de x , enquanto o Mínimo Local é o menor valor de x dentro de uma vizinhança em torno de x .

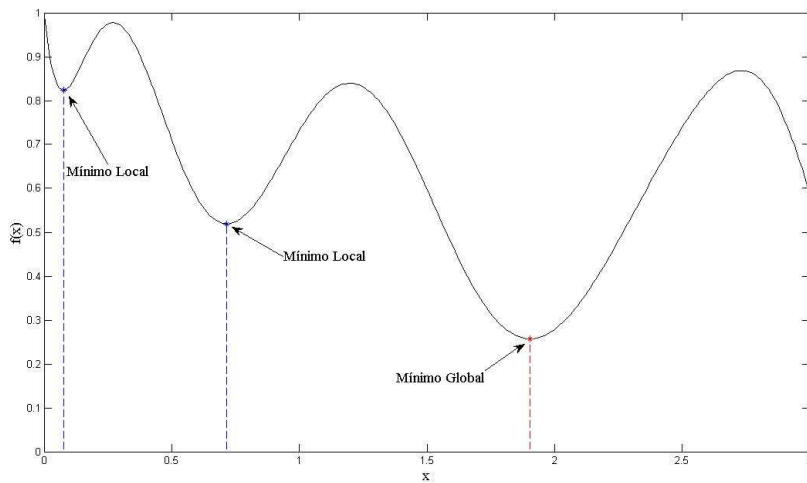


Figura II.2 – Função com mínimos locais

Esse tipo de problema pode ser representado da seguinte forma:

$$\min f(x)$$

Sujeito a

$$g_i(x) = 0$$

$$h_i(x) \leq 0$$

Equação II.6

O problema da PNLIM pode ser dividido nos seguintes tipos:

- Sem restrições – é aquele em que $g_i(x)$ e $h_i(x)$ não existem, sendo, somente, um simples problema de minimização da $f(x)$;
- Com restrições de igualdade – é aquele em que $g_i(x)$ existe, porém $h_i(x)$ não. A função $f(x)$ deve ser minimizada respeitando as restrições de igualdade fornecidas;
- Com restrições de desigualdade – é aquele em que $g_i(x)$ não existe, porém $h_i(x)$ existe. A função $f(x)$ deve ser minimizada respeitando as restrições de desigualdade fornecidas;
- Com restrições de igualdade e desigualdade – esse é o tipo mais geral, em que tanto $g_i(x)$ como $h_i(x)$ existem. A função $f(x)$ deve ser minimizada respeitando as restrições de igualdade e desigualdade fornecidas.

Existem diversos, métodos de solução para problemas de programação não-linear inteira mista: Branch and Bound, Decomposição de Benders Generalizada, Aproximação Externa e Aproximação Externa Generalizada. Esses métodos resolvem sucessivos subproblemas (problemas aproximados) de programação não-linear [18].

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Haffner, S. L., “O Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos no Contexto de um Ambiente Competitivo” Tese de Doutorado, UNICAMP, 2000.
- [2] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, site: <http://www.epe.gov.br>
- [3] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, site: <http://www.aneel.gov.br/>
- [4] Flores, M. J. R., “Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Usando os Modelos CC – CA e Técnicas de Programação Não – Linear” Tese de Doutorado, UNICAMP, 2006.
- [5] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, site: <http://www.ccee.org.br/>
- [6] PDE 2010 – 2019, Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, site: http://www.epe.gov.br/PDEE/PDE2019_03Maio2010_ConsultaPublica.pdf
- [7] Borges, C. L. T., “Apostila de Análise de Sistemas de Potência”, DEE, UFRJ, 2005.
- [8] Borges, C. L. T.; Campos, A. S. V., “Apostila de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica”, DEE, UFRJ, 2008.
- [9] MME, Ministério de Minas e Energia, site: <http://www.mme.gov.br/mme>
- [10] EDP no Brasil – Geração, Comercialização e Distribuição de Energia Elétrica, site: http://www.energiasdobrasil.com.br/energia/pesquisadores_estudantes/energia_eletrica/historia_energia_eletrica/historia_energia_eletrica.asp
- [11] Neto, J. C., “A Estruturação e Conformação do Investimento na Geração de Energia por Meio Hidráulico: uma Contribuição ao Estudo das Variáveis Influentes no Retorno”, Tese de Mestrado, FECAP, 2005.
- [12] ONS, Operador Nacional do Sistema, site: <http://www.ons.org.br/>
- [13] Fortunato, L. A. M.; Neto, T. A. A.; Albuquerque, J. C. R.; Pereira, M. V. F., “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”, EDUFF, 1990.
- [14] Eletrobrás Cepel, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, site: <http://www.cepel.br/>
- [15] Itaipu Binacional, site: <http://www.itaipu.gov.br/>

- [16] Petrobras, site <http://www.petrobras.com.br/>
- [17] Schmidt, H. P., “*Reconfiguração de Redes de Distribuição através de Programação Não-Linear Inteira Mista*”, Tese para obtenção de título de Professor Livre Docente, UPUSP, 2005.
- [18] Lobato, R. D., “Algoritmos para problemas de programação não-linear com variáveis inteiras e contínuas”, Tese de Mestrado, IME-USP, 2009.
- [19] Histórico do planejamento energético no Brasil, site:
http://www.oei.es/divulgacioncientifica/reportajes_078.htm
- [20] Museu Virtual do Transporte Urbano, site: <http://www.museudantu.org.br/QBrasil.htm>
- [21] Alves, W. F., “Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência”, Tese de Mestrado, UFF, 2007.