



Raphael Martins Chabar

**Otimização Global da Localização, Topologia e Capacidade
de uma Rede de Transmissão: Uma Abordagem de
Programação Não-Linear Inteira Mista**

Tese de Doutorado

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio como parte dos requisitos parciais para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Álvaro de Lima Veiga Filho

Co-orientador: Prof. Mario Veiga Ferraz Pereira

Rio de Janeiro

Abril de 2010



Raphael Martins Chabar

**Otimização Global da Localização, Topologia e Capacidade
de uma Rede de Transmissão: Uma Abordagem de
Programação Não-Linear Inteira Mista**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Álvaro de Lima Veiga Filho
Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Prof. Mario Veiga Ferraz Pereira
Co-Orientador
PSR

Prof. Roberto Nogueira Fontoura Filho
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Prof. Alexandre Street de Aguiar
Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Prof. Silvio Binato
PSR

Prof. Geraldo Veiga
R^N Tecnologia

Prof. José Eugenio Leal
Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico

Rio de Janeiro, 5 de abril de 2010

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Raphael Martins Chabar

Raphael Martins Chabar é formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Apoio à Decisão e Telecomunicações pela PUC-Rio (2002) e obteve seu título de MSc em Métodos de Apoio à Decisão também pela PUC-Rio (2005). Dentre os temas de sua linha de pesquisa destacam-se: otimização estocástica, otimização da operação de sistemas hidrotérmicos, otimização da operação de usinas termelétricas e otimização de portfólios de ativos físico-financeiros sob restrições de risco.

Ficha Catalográfica

Chabar, Raphael Martins

Otimização Global da Localização, Topologia e Capacidade de uma Rede de Transmissão: Uma Abordagem de Programação Não-Linear Inteira Mista / Raphael Martins Chabar; orientador: Álvaro de Lima Veiga Filho; co-orientador: Mario Veiga Ferraz Pereira – 2010.

127 f. ; 30 cm

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Otimização Global. 3. Redes de Transmissão. 4. Programação Não-Linear Inteira Mista. I. Veiga Filho, Álvaro de Lima. II. Pereira, Mario Veiga Ferraz III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

À minha querida mãe Mary.

À Carolina Leite.

Agradecimentos

À minha saudosa mãe, que por todo amor, dedicação e exemplo é, e sempre será, a responsável por todas as vitórias e conquistas que tenho na vida.

À Carolina Leite, pelo amor e carinho em todos os momentos e pela paciência, compreensão e estímulo enquanto me dediquei ao desenvolvimento deste trabalho.

À minha família, pelo amor, compreensão e incentivo durante todos os momentos.

Ao amigo Mario Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade de realização deste trabalho e pela orientação e motivação indispensáveis em todas as etapas do desenvolvimento deste trabalho.

Ao amigo Luiz Maurício Thomé, por todo o apoio e amizade, além dos valiosos ensinamentos ao longo do desenvolvimento deste trabalho e em muitos outros momentos, agregando sempre novos conhecimentos.

Ao amigo Sérgio Granville, pelo apoio e pela enorme paciência nas interessantes discussões sobre formulações ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao amigo Luiz Augusto Barroso, pela disposição incansável em ajudar durante toda a realização deste trabalho.

Ao professor Álvaro Veiga, pelas aulas, orientação, estímulo e apoio.

A todos os meus amigos, pelo incentivo e ajuda, ainda que indireta, para a realização deste trabalho.

A todos os amigos da PSR.

Ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos e pelo ótimo ambiente de estudo.

Resumo

Chabar, Raphael Martins; Veiga Filho, Álvaro de Lima (Orientador); Pereira, Mario Veiga Ferraz (Co-Orientador). **Otimização Global da Localização, Topologia e Capacidade de uma Rede de Transmissão: Uma Abordagem de Programação Não-Linear Inteira Mista**. Rio de Janeiro. 2010. 127p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O Brasil é um dos líderes mundiais no uso de energia renovável. Além da fonte principal hidroelétrica, que historicamente tem dominado a produção de energia no país, duas fontes renováveis tornaram-se competitivas para a expansão de grande porte nos últimos cinco anos: a bioeletricidade (BE), proveniente da cogeração a partir do bagaço de cana de açúcar, e as pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), com capacidade de geração de até 30 MW. Em torno de 8.000 MW de BE e PCHs já estão em operação ou em construção. Esta tese descreve as soluções técnicas para o planejamento da rede de transmissão de integração destas usinas à Rede Básica. O problema de planejamento é complexo haja vista que as usinas encontram-se dispersas por áreas extensas. Como consequência, a rede de integração pode apresentar camadas de subestações subcoletoras de diferentes níveis de tensão. O problema consiste em definir a topologia da rede, o posicionamento das subestações, o comprimento dos circuitos e suas capacidades e o dimensionamento dos equipamentos de transformação que resulte no plano de investimento de menor custo global. Isto envolve o *trade-off* entre o uso de circuitos individuais de maior comprimento e capacidades menores conectando cada gerador diretamente à Rede Básica ou circuitos mais curtos conectando os geradores à uma subestação subcoletora, que concentrará o fluxo em um único circuito de maior capacidade, o qual levará a energia à Rede Básica. As perdas na transmissão podem ser também consideradas no planejamento. Este problema é formulado por Programação Não-linear Inteira Mista, com restrições lineares.

Palavras-chave

Engenharia Elétrica; Otimização Global; Redes de Transmissão; Programação Não-Linear Inteira Mista.

Abstract

Chabar, Raphael Martins; Veiga Filho, Álvaro de Lima (Advisor); Pereira, Mario Veiga Ferraz (Co-Advisor). **Global Optimization of the Location, Topology and Capacity of a Transmission Network: A Mixed-Integer Non-Linear Programming Approach.** Rio de Janeiro, 2009. 127p. Doctoral Thesis – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Brazil is one of the world leaders in the use of renewable power. In addition to the mainstream hydropower, which has historically dominated the country's electricity production, two renewable sources have become competitive for large scale expansion in the last five years: bioelectricity (BE), cogeneration from sugarcane bagasse; and small hydro (SH), which comprises hydro plants smaller than 30 MW. About 8,000 MW of BE and SH plants are already in operation or under construction. This thesis describes the technical solutions to the planning of the transmission network that integrates them to the main grid. The planning issue is complex because the plants are spread over large areas. As a consequence, the integration network has layers of collector substations at different voltages. The problem is to define the network topology, positioning of the substations (SE), length of circuits, circuits' capacities and dimensioning of transformation equipment that result in the least cost investment plan. This involves the trade-off between using longer circuits with individual lower capacities connecting each generator to the main grid or shorter circuits connecting the generators to a SE, which concentrates the flow in a single circuit of higher capacity that will transport the energy to the main grid. Transmission losses can be also considered. This problem is formulated as a Mixed-Integer Non-Linear Program with linear constraints.

Keywords

Electrical Engineering, Global Optimization; Transmission Networks; Mixed-Integer Non-Linear Programming.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Energia renovável no Brasil	16
1.2 O desafio da conexão à rede	17
1.3 Regulamentação atual e alocação de custos na rede	19
1.4 Planejando a rede de integração	23
1.5 Objetivo da Tese	26
1.6 Contribuições da tese	27
1.7 Organização da Tese	28
2 COMPONENTES DA REDE DE INTEGRAÇÃO	30
2.1 Geradores	30
2.2 Linhas de transmissão	32
2.3 Subestações subcoletoras	34
2.4 Coletoras da Rede Básica	36
2.5 Subestações de transformação	37
2.6 Transformadores	38
3 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA REDE	40
3.1 A topologia da rede e sua relação com a abordagem de solução	40
3.2 Problemas relacionados na literatura	42
3.3 A contribuição da tese	44
4 METODOLOGIA DE SOLUÇÃO E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO	45
4.1 Obtenção da rede candidata	45
4.2 A obtenção da topologia	47
4.3 Aproximação linear para a distância	50
4.4 O problema com custo por quilômetro por fluxo para os condutores	57
4.5 A garantia da estrutura em árvore	58

4.6	Formulação alternativa aos circuitos candidatos em paralelo	61
4.7	A inclusão dos custos das entradas de linha	64
4.8	O problema com custo fixo das subestações subcoletoras	64
4.9	O problema com custo variável das subestações subcoletoras em função do número de conexões	66
4.10	O problema com custo das subestações de transformação	68
4.11	A consideração dos custos dos transformadores	73
4.12	Custo das perdas na transmissão	76
4.13	Formulação completa	77
5	RESULTADOS	81
5.1	Descrição geral dos casos de estudo	81
5.2	Planejamento das redes de integração para as usinas de Mato Grosso do Sul e Goiás	82
5.3	Planejamento das redes de integração para as usinas de Minas Gerais	101
6	CONCLUSÕES	123
7	TRABALHOS FUTUROS	124
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125

Lista de figuras

Figura 1-1	– Localizações das usinas de bioeletricidade e PCHs	18
Figura 1-2	– Alguns projetos candidatos de bioeletricidade no Mato Grosso do Sul	18
Figura 1-3	– Modelo conceitual para o planejamento e cálculo de preços de transmissão no Brasil	19
Figura 1-4	– Novo paradigma para o planejamento e alocação de custos de transmissão	21

Figura 1-5 – A rede de integração	24
Figura 1-6 – Exemplo de rede de integração com duas subestações coletoras	25
Figura 1-7 – Exemplo de rede de integração com três subestações subcoletoras	25
Figura 3-1 – Representação implícita das subestações de transformação	41
Figura 4-1 – Rede candidata	46
Figura 4-2 – Obtenção da sub-árvore ótima	47
Figura 4-4 – Valor absoluto do erro médio em função de α e λ	54
Figura 4-5 – Valor absoluto do erro médio em função de α e λ : projeção no plano ($ \text{Erro}(\alpha, \lambda) - 1 $, α)	54
Figura 4-6 – Representação de múltiplos condutores candidatos como circuitos paralelos	58
Figura 4-7 – Topologia com <i>loop</i>	59
Figura 4-8 – Exemplo de variáveis adicionais para restrição de saída única em cada nó da rede	60
Figura 4-9 – Custo dos condutores em função da capacidade máxima de fluxo e respectiva regressão linear	62
Figura 4-10 – Custo das subestações em função do número de <i>bays</i> e respectiva regressão linear	67
Figura 4-11 – Custo dos transformadores 13,8 kV/138 kV em função da capacidade máxima de fluxo	74
Figura 5-1 – Localização geográfica das usinas de Mato Grosso do Sul	82
Figura 5-2 – Localização geográfica das usinas de Mato Grosso do Sul e das coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão na região	83
Figura 5-3 – Sidrolândia: localização geográfica	84
Figura 5-4 – Sidrolândia: diagrama unifilar da rede projetada	85
Figura 5-5 – Rio Brilhante: localização geográfica	86
Figura 5-6 – Rio Brilhante: diagrama unifilar da rede projetada	88
Figura 5-7 – Ivinhema: localização geográfica	88

Figura 5-8 – Ivinhema: diagrama unifilar da rede projetada	90
Figura 5-9 – Mato Grosso do Sul: diagrama unifilar das redes projetadas	90
Figura 5-10 – Localização geográfica das usinas de Goiás e da fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás	91
Figura 5-11 – Localização geográfica das usinas de Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás e das coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão na região	92
Figura 5-12 – Jataí: localização geográfica	92
Figura 5-13 – Jataí: diagrama unifilar da rede projetada	95
Figura 5-14 – Chapadão do Sul: localização geográfica	96
Figura 5-15 – Chapadão do Sul: diagrama unifilar da rede projetada	98
Figura 5-16 – Inocência: localização geográfica	99
Figura 5-17 – Inocência: diagrama unifilar da rede projetada	100
Figura 5-18 – Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás: diagrama unifilar das redes projetadas	101
Figura 5-19 – Localização geográfica das usinas de Minas Gerais	102
Figura 5-20 – Localização geográfica das usinas de Minas Gerais e das coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão na região	103
Figura 5-21 – União de Minas: localização geográfica	104
Figura 5-22 – União de Minas: diagrama unifilar da rede projetada	106
Figura 5-23 – Gurinhatã: localização geográfica	106
Figura 5-24 – Gurinhatã: diagrama unifilar da rede projetada	108
Figura 5-25 – Itapagipe: localização geográfica	109
Figura 5-26 – Itapagipe: diagrama unifilar da rede projetada	111
Figura 5-27 – Prata3: localização geográfica	111
Figura 5-28 – Prata3: diagrama unifilar da rede projetada	112
Figura 5-29 – Monte Alegre: localização geográfica	113
Figura 5-30 – Monte Alegre: diagrama unifilar da rede projetada	115
Figura 5-31 – Nova Ponte: localização geográfica	115
Figura 5-32 – Nova Ponte: diagrama unifilar da rede projetada	118
Figura 5-33 – Volta Grande: localização geográfica	118

Figura 5-34 – Volta Grande: diagrama unifilar da rede projetada	121
Figura 5-35 – Minas Gerais: diagrama unifilar das redes projetadas	122

Lista de tabelas

Tabela 2-1 – Exemplo de dados necessários dos geradores	31
Tabela 2-2 – Exemplo de dados necessários das subestações de usina de diferentes níveis de tensão	32
Tabela 2-3 - Exemplo de dados necessários para LTs	33
Tabela 2-4 – Exemplo de dados necessários das subestações subcoletoras de diferentes níveis de tensão	35
Tabela 2-5 – Exemplo de dados necessários das coletoras da Rede Básica	36
Tabela 2-6 – Exemplo de dados necessários dos transformadores de diferentes níveis de tensão: custo em função da potência	38
Tabela 2-7 – Exemplo de dados necessários dos transformadores de diferentes níveis de tensão: custo das conexões de baixa e alta tensões	39
Tabela 5-1 – Sidrolândia: dados de usinas	84
Tabela 5-2 – Sidrolândia: dados da coletora da Rede Básica	84
Tabela 5-3 – Sidrolândia: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	85
Tabela 5-4 – Rio Brilhante: dados de usinas	86
Tabela 5-5 – Rio Brilhante: dados da coletora da Rede Básica	86
Tabela 5-6 – Rio Brilhante: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	87
Tabela 5-7 – Ivinhema: dados de usinas	88
Tabela 5-8 – Ivinhema: dados da coletora da Rede Básica	88
Tabela 5-9 – Ivinhema: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	89
Tabela 5-10 – Jataí: dados de usinas	93
Tabela 5-11 – Jataí: dados da coletora da Rede Básica	93
Tabela 5-12 – Jataí: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	94
Tabela 5-13 – Chapadão do Sul: dados de usinas	96

Tabela 5-14 – Chapadão do Sul: dados da coletora da Rede Básica	96
Tabela 5-15 – Chapadão do Sul: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	97
Tabela 5-16 – Inocência: dados de usinas	99
Tabela 5-17 – Inocência: dados da coletora da Rede Básica	99
Tabela 5-18 – Inocência: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	100
Tabela 5-19 – União de Minas: dados de usinas	104
Tabela 5-20 – União de Minas: dados da coletora da Rede Básica	104
Tabela 5-21 – União de Minas: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	105
Tabela 5-22 – Gurinhatã: dados de usinas	107
Tabela 5-23 – Gurinhatã: dados da coletora da Rede Básica	107
Tabela 5-24 – Gurinhatã: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	108
Tabela 5-25 – Itapagipe: dados de usinas	109
Tabela 5-26 – Itapagipe: dados da coletora da Rede Básica	109
Tabela 5-27 – Itapagipe: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	110
Tabela 5-28 – Prata3: dados de usinas	111
Tabela 5-29 – Prata3: dados da coletora da Rede Básica	111
Tabela 5-30 – Prata3: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	112
Tabela 5-31 – Monte Alegre: dados de usinas	113
Tabela 5-32 – Monte Alegre: dados da coletora da Rede Básica	113
Tabela 5-33 – Monte Alegre: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	114
Tabela 5-34 – Nova Ponte: dados de usinas	116
Tabela 5-35 – Nova Ponte: dados da coletora da Rede Básica	116
Tabela 5-36 – Nova Ponte: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo	117
Tabela 5-37 – Volta Grande: dados de usinas	119
Tabela 5-38 – Volta Grande: dados da coletora da Rede Básica	119

Tabela 5-39 – Volta Grande: dados dos equipamentos
da rede de integração de mínimo custo

120

1 Introdução

1.1 Energia renovável no Brasil

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo [1], com 44% da produção energética proveniente de fontes renováveis (a média mundial é de 16%). O setor elétrico é ainda mais “verde”- ou melhor, mais “azul”- com 75% da capacidade de 105.000 MW instalada no país (2009) proveniente de energia hidrelétrica.

Nos últimos anos, duas novas fontes renováveis tornaram-se competitivas para a expansão da geração em larga escala: bioeletricidade, que utiliza o bagaço da cana de açúcar para gerar energia [2] (o Brasil é o maior produtor mundial de açúcar e etanol); e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), cuja denominação é dada a usinas hidrelétricas com potência inferior a 30MW. Centenas de usinas de bioeletricidade e PCHs, totalizando 5.200 MW, já estão em operação; um adicional de 2.700 MW está em construção. Estas usinas têm participado dos leilões realizados para suprir a demanda das companhias brasileiras de distribuição [3], competindo diretamente com todas as outras fontes (gás, carvão, hidrelétrica, etc.). Mais recentemente, a energia eólica emergiu como o quarto ativo do portfólio de energias renováveis do país, com 800 MW em operação e em construção, além de um leilão de contratação de 1.800 MW ocorrido em dezembro de 2009.

A atratividade destas novas fontes renováveis deve-se aos seguintes fatores:

- Em contraste com os Estados Unidos e a União Europeia, onde a variabilidade no regime de ventos impõe complexos problemas operacionais, os reservatórios de água do Brasil podem suavizar tanto as flutuações de produção eólica quanto a sazonalidade da produção de bioeletricidade (limitada ao período de colheita da cana)
- Seu tempo de construção é de apenas 18 meses, em contraste com os cinco anos para as usinas hidrelétricas convencionais. Isso permite

flexibilidade na contratação de nova capacidade, o que é importante em situações de incerteza no crescimento da demanda (como a maioria dos países emergentes, o Brasil possui taxas de crescimento elevadas, mas bastante variáveis).

- O porte das novas usinas hidrelétricas a serem desenvolvidas no Brasil pode ser bastante grande. Por exemplo, duas hidrelétricas no rio Madeira, totalizando 6.600 MW, iniciaram sua construção em 2008; outra hidrelétrica com capacidade de 11.000 MW (Belo Monte) será licitada no segundo trimestre de 2010. Como cada uma delas custa bilhões de dólares, o número de investidores qualificados é limitado, o que reduz a competição. Adicionalmente, qualquer atraso na construção de usinas tão grandes pode afetar a confiabilidade no atendimento da demanda. Em contraste, usinas que utilizam fontes renováveis são muito menores (30 a 90 MW), com custos de investimento em torno de US\$ 100-300 milhões. Isso aumenta o número de potenciais investidores e, através do efeito portfólio de projetos de menor porte, diminui o impacto de atrasos na construção.

1.2

O desafio da conexão à rede

A conexão de renováveis à rede de transmissão tem sido um dos maiores desafios a nível mundial para permitir a expansão destas fontes de produção em grande escala. Como descrito em [4]-[7], nas regiões onde há rede de transmissão existente, as maiores dificuldades são regulatórias e estão relacionadas à responsabilidade institucional para administrar a conexão e o livre acesso à rede existente (que muitas vezes pertence à transmissora ou à distribuidora). Nas regiões onde não há rede de transmissão construída, como o caso da região central dos Estados Unidos, o desenvolvimento das renováveis tem ocorrido com um ritmo menor e pouca atividade técnica de planejamento de redes tem sido conduzida. Em muitos casos, conexões individuais (para uso exclusivo) de cada geradora à rede existente são desenvolvidas.

No caso do Brasil, a situação une tanto desafios técnicos como regulatórios. Por exemplo, um dos locais mais promissores para as fontes renováveis no Brasil

é a região Centro-Oeste, que inclui parte dos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás. Como mostrado na Figura 1-1 e na Figura 1-2, existem centenas de projetos de bioeletricidade e PCHs, espalhados em uma área de 200 mil km², aproximadamente metade da área da Califórnia.

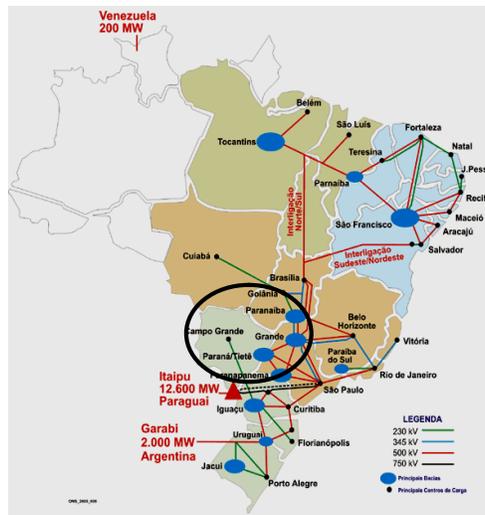


Figura 1-1 – Localizações das usinas de bioeletricidade e PCHs

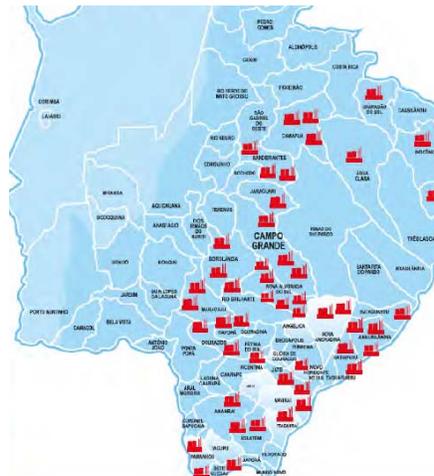


Figura 1-2 – Alguns projetos candidatos de bioeletricidade no Mato Grosso do Sul

Um importante obstáculo para a construção dessas usinas é a incapacidade de absorção pela rede atual do Centro-Oeste das centenas de MWs de novas

usinas. Desta maneira, é necessário planejar e construir reforços na rede de transmissão local de forma a permitir a conexão à rede destas usinas e escoar sua produção para os consumidores locais e das demais regiões do Brasil. Este problema tornou-se mais urgente no ano de 2008, quando foi agendado um leilão de energia para a contratação exclusiva de bioeletricidade e PCH para entrega a partir de 2010. O objetivo deste leilão era aproveitar a forte expansão do plantio de cana visando à exportação de etanol e incentivar os usineiros a instalarem cogeneradores adicionais para exportar eletricidade ao sistema elétrico Brasileiro.

No entanto, como será visto a seguir, havia obstáculos técnicos e regulatórios nos processos de planejar, construir e alocar os custos de transmissão que impediam a adoção imediata de qualquer esquema diferente ao existente.

1.3 Regulamentação atual e alocação de custos na rede

A atual regulamentação para o planejamento e construção dos elementos de transmissão (circuitos, transformadores e subestações) e cálculo dos custos de transmissão é baseada no modelo conceitual da Figura 1-3 (ver detalhes em [8]).

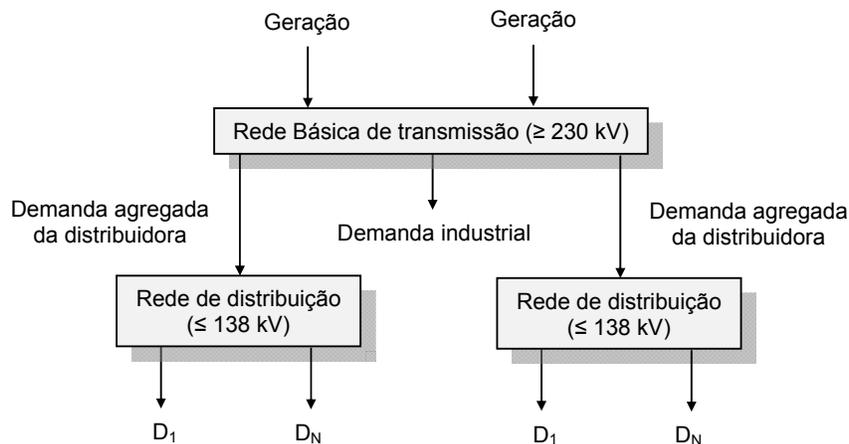


Figura 1-3 – Modelo conceitual para o planejamento e cálculo de preços de transmissão no Brasil

1.3.1

Rede Básica: planejamento, construção e remuneração

Vemos na Figura 1-3 que os geradores suprem um conjunto de demandas através de uma rede de transmissão de alta tensão (igual ou maior que 230 kV) conhecida como Rede Básica. Como não é econômico conectar diretamente todos os pares de geradores/consumidores, a expansão da Rede Básica é planejada de maneira centralizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma companhia estatal para estudos de planejamento.

Anualmente a EPE propõe um plano de expansão da rede para os próximos dez anos (atualização do Plano Decenal), que é avaliado e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entidade reguladora, é responsável por organizar leilões periódicos para a construção dos reforços de transmissão aprovados. Vinte leilões de transmissão foram realizados na última década, resultando na construção de 35 mil km de linhas de alta tensão¹, a um custo em torno de US\$ 5 bilhões [8].

Cada sistema de transmissão é leilado por um esquema de envelope fechado, onde cada licitante oferece uma remuneração anual fixa para sua construção e operação (nenhuma receita de congestionamento é atribuída às linhas de transmissão). O vencedor do leilão, ofertante do menor preço, começa a receber a remuneração requerida quando as instalações entrarem em operação e esta remuneração é garantida por 15 anos através de um contrato de concessão.

Isso significa que a receita total requerida pela Rede Básica em um dado ano é a soma das remunerações fixas de todos os equipamentos de transmissão em operação naquele ano².

Essa receita total é obtida dos geradores e consumidores através de uma cobrança fixa, denominada tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST. A TUST de cada gerador e cada consumidor³ é calculada por uma metodologia nodal [9] que procura refletir a utilização da rede⁴ por cada usuário.

¹ 230 kV, 500 kV e 600 kV-DC.

² Os donos dos ativos de transmissão existentes antes do leilão recebem uma remuneração fixa definida pelo regulador.

³ \$/kW instalado para geradores e \$/kW de demanda anual de ponta para consumidores.

⁴ Geradores mais próximos dos centros de carga – tipicamente usinas termoeletricas – pagam um valor de TUST inferior em comparação com os mais distantes, usualmente hidroelétricas. Os valores de TUST são ajustados para garantir que geradores e consumidores rateiem a receita total requerida numa base de 50%-50%.

1.3.2

Planejamento, construção e remuneração da rede de distribuição

Observa-se também na Figura 1-3 que algumas das demandas conectadas à Rede Básica correspondem a grandes consumidores industriais, enquanto outras correspondem aos pontos de entrada nas redes de distribuição, que suprem consumidores conectados a níveis de tensão mais baixos (138 kV ou inferiores). As companhias de distribuição (distribuidoras), ao invés da EPE, são as responsáveis pelo planejamento e construção de reforços no nível de distribuição em suas áreas de concessão. Em cada revisão tarifária, a ANEEL avalia se esses reforços foram economicamente justificáveis, quando então seus custos são repassados para os consumidores da distribuidora.

Isso significa que, diferentemente da Rede Básica, onde os custos de transmissão são divididos por todos os geradores e consumidores no sistema, 100% dos custos da rede de distribuição são alocados para seus consumidores locais.

Essa alocação de custos de distribuição faz sentido com as premissas do modelo conceitual da Figura 1-3, onde os únicos usuários das redes de distribuição são os consumidores locais.

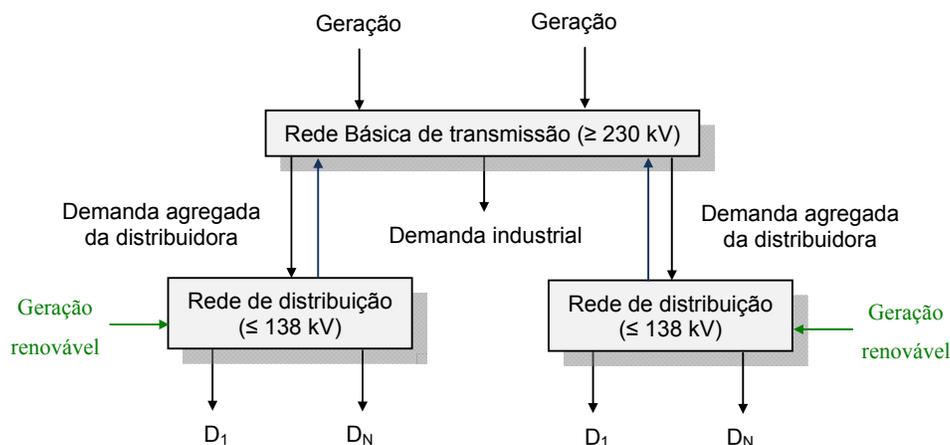


Figura 1-4 – Novo paradigma para o planejamento e alocação de custos de transmissão

No entanto, a maioria das usinas renováveis conecta-se à rede em baixa tensão. A necessidade de injeção de milhares de MW de energia renovável nos níveis de tensão da rede de distribuição (138 kV e 69 kV, por exemplo) mudou

este esquema conceitual. A nova realidade, ilustrada na Figura 1-4, criou desafios regulatórios para o planejamento e remuneração da conexão de renováveis no Brasil. Essas questões serão discutidas a seguir.

1.3.3

O desafio para a conexão de renováveis no Brasil: planejamento e alocação de custos

O planejamento da integração de energia renovável em grande escala à Rede Básica no Brasil carecia de regulamentação. Por um lado, a EPE não tinha o mandato – e pessoal adicional – para planejar reforços no nível de distribuição, pois esta tarefa é de responsabilidade das distribuidoras. Por outro lado, as equipes de planejamento das distribuidoras não eram dimensionadas para desenhar redes que, em alguns casos, eram maiores do que o próprio sistema de distribuição existente. Também havia uma questão complexa envolvendo a alocação dos custos das novas redes de transmissão. Pela regulamentação em vigor, estes custos seriam integralmente cobrados dos consumidores locais da distribuidora. No entanto, esta cobrança seria injusta, pois a maior parte da energia produzida pelas fontes renováveis se destinava a abastecer os consumidores de todo o país. A solução regulatória de longo prazo para os problemas acima será provavelmente ampliar a definição de Rede Básica para incluir níveis de tensão mais baixos. No entanto, esta mudança demanda tempo, pois é necessário resolver questões como a do monopólio atual da distribuidora na construção de sistemas de transmissão em tensões mais baixas em suas áreas de concessão.

1.3.4

O esquema proposto para a integração

A solução proposta para a conexão à rede das usinas de bioeletricidade e PCH foi concebida durante o ano de 2008, num esforço conjunto envolvendo os investidores nas usinas, a EPE, a ANEEL e o MME. O cerne desta solução é a construção de uma rede integradora de geração renovável através de instalações compartilhadas de geração, conhecido como o esquema de ICG.

Os pontos principais desse esquema são:

1. *Planejamento*: a rede integradora é planejada em conjunto pelos próprios investidores em cooperação com a EPE. O plano proposto seria então sujeito à aprovação da ANEEL.
2. *Alocação de custos*: os geradores pagariam 100% dos custos de conexão de suas usinas às redes de integração, compartilhariam os custos da rede de integração de uso comum e pagariam o custo de acesso à Rede Básica.
3. *Construção*: as distribuidoras renunciariam – excepcionalmente – a seus direitos de construir os sistemas de transmissão relacionados à rede de integração. Um mecanismo de licitação desta rede de integração, similar ao utilizado para a Rede Básica, seria aplicado para a construção dos reforços.

O esquema de ICG foi implementado com sucesso para o leilão de bioeletricidade realizado em novembro de 2008 e está formalmente descrito em uma série de resoluções da ANEEL e outros instrumentos regulatórios.

Um aspecto chave deste esquema era o planejamento das redes de integração nos estados de Mato Grosso do Sul e Goiás. Este problema apresenta fortes desafios técnicos; sua formulação e solução é o tema desta tese.

1.4 Planejando a rede de integração

Dado que as usinas de bioeletricidade e PCHs estavam espalhadas por uma grande área, a solução adotada foi planejar uma rede de integração com camadas de conexões compartilhadas por meio de subestações subcoletoras em diferentes níveis de tensão. Como ilustrado na Figura 1-5, isso evita a necessidade de conexões individuais (para uso exclusivo) de cada geradora à rede de alta tensão, como tem sido observado atualmente em diversas partes do mundo, como na Europa.

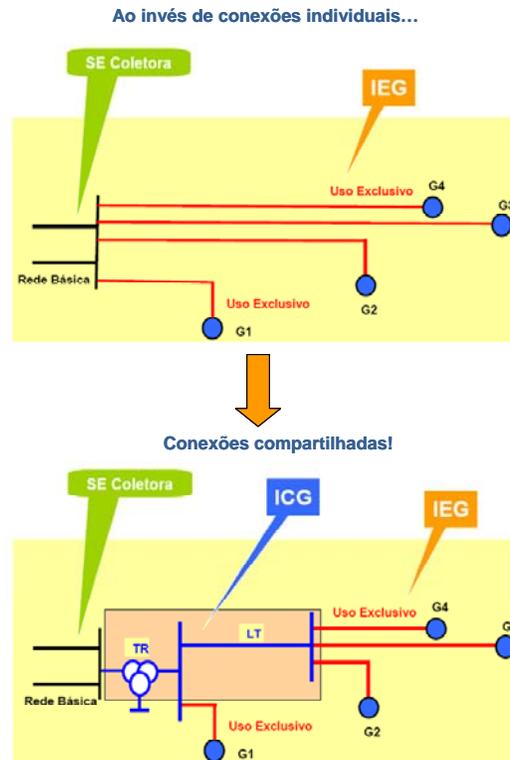


Figura 1-5 – A rede de integração

1.4.1

Desafios do problema de planejamento da rede

O primeiro desafio de planejamento é definir o arranjo topológico da rede. No exemplo simples da Figura 1-6, cada gerador renovável (em cinza escuro) está conectado a outro gerador ou a uma subestação subcoletora de 138 kV (cinza claro). Por sua vez, estas subestações subcoletoras estão conectadas às subestações coletoras da Rede Básica de 230 kV (ponto de saída da rede de integração e de entrada para a Rede Básica, em preto).

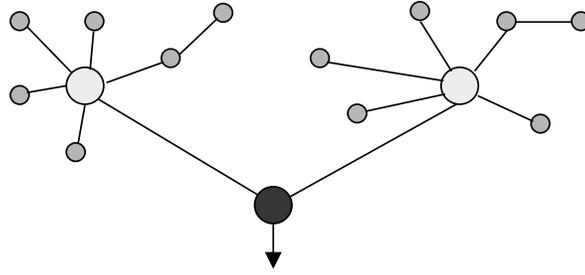


Figura 1-6 – Exemplo de rede de integração com duas subestações coletoras

Observa-se que pode haver um número muito grande de arranjos possíveis. Por exemplo, a Figura 1-7 mostra uma topologia alternativa para os mesmos geradores, agora com três subestações subcoletoras; muitos outros arranjos, com diferentes números de subestações subcoletoras e camadas de tensão, podem ser prontamente visualizados.

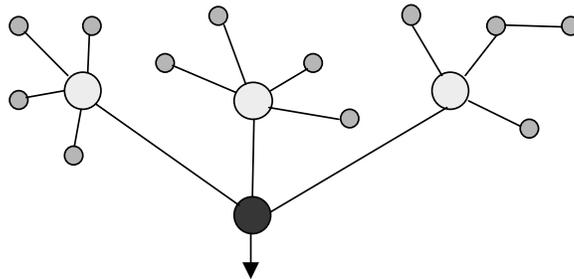


Figura 1-7 – Exemplo de rede de integração com três subestações subcoletoras

Nos estudos de planejamento realizados para a integração das usinas de bioeletricidade e PCHs, havia duas camadas de subestações subcoletoras candidatas (138 kV e 230 kV). Na construção dos planos de expansão candidatos, cada gerador podia ser conectado ou a outro gerador, ou a uma subestação subcoletora, ou ainda diretamente a uma subestação coletora da Rede Básica (barra de saída da rede de integração). Por sua vez, cada subestação subcoletora podia ser conectada a uma das outras subestações subcoletoras ou a uma das subestações coletoras da Rede Básica.

Dado um arranjo topológico candidato, o próximo desafio do planejamento é definir as coordenadas espaciais de cada subestação subcoletora (as localizações do gerador e da subestação coletora são conhecidas). Como as coordenadas das subcoletoras são livres no plano (X,Y) , mesmo com algumas áreas proibidas, o número de opções de localização é infinito. O objetivo é então encontrar a solução que minimiza o custo total de construção da rede de integração, composto pelos custos das subcoletoras, dos equipamentos de transformação e das linhas de transmissão, além dos custos econômicos de perdas.

1.5 Objetivo da Tese

Esta tese tem três objetivos: (i) propor uma abordagem para a solução do problema de planejamento da integração de novas usinas renováveis (bioeletricidade, PCHs, eólicas etc) à Rede Básica; (ii) mostrar como tal abordagem pode ser modelada matematicamente e formulada através de um problema de Programação Não-Linear Inteira Mista, e (iii) apresentar resultados reais da aplicação da abordagem desenvolvida no problema de integração de usinas renováveis da região de Mato Grosso do Sul e Goiás e de Minas Gerais. Os resultados aqui apresentados foram posteriormente discutidos com a EPE e utilizados para definir a rede real de integração de usinas de bioeletricidade e PCHs para o leilão realizado em 2008. Esta rede foi licitada ainda em 2008 e os primeiros circuitos têm previsão de entrada em operação a partir de julho de 2010.

Uma dificuldade do problema abordado nesta tese é que não se trata apenas de determinar os fluxos em uma rede já existente, mas sim determinar a topologia da rede em si, que envolve a decisão sobre a criação de nós de passagem intermediários (subcoletoras) e a determinação das ligações de todos os nós da rede (circuitos), em conjunto com a localização livre no plano dos nós intermediários criados e com a determinação dos fluxos em cada circuito utilizado. Como será discutido em detalhes no Capítulo 3, este problema possui semelhanças com o Problema de Árvore de Steiner Euclidiano. Os problemas de Árvore de Steiner se enquadram na classe de problemas de Otimização Combinatória NP-completo e são, portanto, de difícil solução. Entretanto, o Problema de Árvore de Steiner Euclidiano não trata de fluxo em rede, apenas da

determinação da topologia e localização dos nós (intermediários) de Steiner que conecte todos os nós com distância mínima. No problema original de Árvore de Steiner não são considerados quaisquer custos para os nós intermediários nem custos diferenciados para os arcos, que é o caso do problema estudado nesta tese. Muitas generalizações foram feitas ao longo das décadas de 60 a 80 do problema da Arvore de Steiner, cada generalização com suas dificuldades relevantes de solução. Entretanto, o problema estudado nesta tese não se enquadra diretamente em nenhuma destas extensões, sendo sempre uma variante de uma ou de outra.

1.6 Contribuições da tese

A principal contribuição desta tese é a solução de um problema de planejamento da transmissão de grande porte com a representação conjunta de todas as características do problema real, onde algumas delas estão presentes na literatura e outras não. Adicionalmente, este trabalho busca estabelecer aproximações lineares para o cálculo das distâncias envolvidas no problema, que reduz significativamente a dificuldade do problema. Além disto, foi possível demonstrar analiticamente que a aproximação linear da distância apresenta um erro que pode ser controlado e ser limitado a no máximo 5% no pior caso, o que é totalmente aceitável na vida real, dadas todas as incertezas envolvidas no planejamento. Com uma formulação adequada, foi então possível resolver diversas instâncias reais do problema utilizando um software de otimização comercial de Programação Não-Linear Inteira Mista.

Do ponto de vista da otimização, como a função objetivo do problema apresenta multiplicação de variáveis e não é possível garantir que ela seja convexa, existe a possibilidade de que a solução resultante seja um ótimo local. Entretanto, para os casos analisados, as soluções obtidas mostraram-se muito boas do ponto de vista de planejamento da rede de transmissão necessária. A formulação proposta permitiu incorporar ao problema os custos das perdas quadráticas sem a necessidade de adição de novos termos não-lineares.

1.7 Organização da Tese

O foco principal desta tese é apresentar uma metodologia para à obtenção da rede de integração de mínimo custo que conecte os novos empreendimentos de geração à Rede Básica. Para que se possa planejar esta rede, é necessário conhecer as características fundamentais de todos os seus componentes e a relação entre eles, a qual lhe confere sua estrutura particular. O capítulo 2 identifica e descreve os componentes da rede envolvidos neste problema: geradores, linhas de transmissão, subestações subcoletoras, subestações coletoras da Rede Básica, subestações de transformação e transformadores. O conjunto de dados necessários de cada um destes elementos para a formulação do problema de otimização é apresentado neste capítulo 2, cujo objetivo é, portanto, dar uma visão geral do problema completo sob a perspectiva de engenharia envolvida no planejamento.

Uma vez conhecidos todos os elementos que constituem a rede de integração e definida a forma como se inter-relacionam, uma descrição do problema planejamento explorando as características da sua estrutura particular e apontando as facilidades e dificuldades que elas trazem para problema é apresentada no capítulo 3. Neste capítulo é também feita uma revisão bibliográfica dos trabalhos correlatos ao apresentado nesta tese, onde se apontam as semelhanças e, sobretudo, as diferenças que conferem a este trabalho especial relevância.

O capítulo 4 começa com uma versão simplificada, porém representativa, do problema de planejamento visando a introduzir a formulação matemática para solução do problema. De forma progressiva novos elementos são introduzidos ao problema ao longo do capítulo, aproximando-o gradualmente do problema completo, cuja formulação consolidada é apresentada em seu final. Em cada passo deste processo construtivo, novos desafios de formulação vão sendo apresentados e os respectivos métodos de como abordá-los matematicamente vão sendo introduzidos.

A aplicação prática da modelagem matemática desenvolvida é apresentada no capítulo 5 com exemplos reais de planejamento de redes de integração para a conexão de usinas renováveis no Mato Grosso do Sul e Goiás e também em Minas Gerais. As redes de Mato Grosso do Sul e Goiás obtidas por meio da metodologia

apresentada nesta tese e apresentadas no capítulo 5 foram de fato licitadas e estão sendo construídas, passando a fazer parte do sistema elétrico brasileiro. As redes de Minas Gerais, também obtidas por meio da metodologia apresentada nesta tese e apresentadas no capítulo 5, foram encaminhadas pela CEMIG, distribuidora local, à EPE como recomendação para a integração das usinas de biomassa e PCHs que solicitaram acesso à rede.

Desta forma, este trabalho será concluído no capítulo 6, onde serão resumidas as contribuições geradas nesta tese e na sequência, no capítulo 7, são propostos desenvolvimentos futuros decorrentes deste trabalho.

2 Componentes da rede de integração

Como já descrito anteriormente, o foco desta tese está no problema de planejamento da integração de novas usinas renováveis à Rede Básica. Para realizar este planejamento, é preciso conhecer, por um lado, algumas informações sobre os projetos de geração que precisam viabilizar suas conexões à Rede Básica. Por outro lado, como a energia produzida pelas novas usinas precisa fluir pela Rede Básica até chegar aos centros consumidores, são necessárias algumas informações das subestações coletoras da Rede Básica (existentes ou futuras) capazes de absorver a nova injeção. Estas subestações coletoras da Rede Básica constituem o ponto de entrada para o sistema principal de transmissão.

Entre os geradores e as coletoras da Rede Básica, deseja-se obter a rede de integração de mínimo custo que garanta que toda a nova injeção de energia chegue à Rede Básica. O projeto desta rede de integração envolve a construção de novas subestações de coleta e de transformação, torres de transmissão, instalação de cabos com condutores apropriados e equipamentos de transformação.

A descrição das características relevantes de cada um dos elementos envolvidos no problema de planejamento, assim como as relações entre eles, será apresentada nas seções a seguir.

Em algumas circunstâncias, para maior facilidade de entendimento, será utilizada uma terminologia com menos rigor técnico, mas que aproxima a descrição dos componentes da rede à modelagem matemática do problema, a qual será apresentada no mais adiante.

2.1 Geradores

Dos projetos de geração são conhecidas suas coordenadas (latitude e longitude), data prevista de entrada em operação e capacidade instalada. Estas informações são disponibilizadas pelos empreendedores interessados em se conectar à rede. Como as usinas renováveis (bioeletricidade, PCHs e eólicas) têm

um perfil de geração variável ao longo dos meses – sazonal e com uma componente estocástica –, para o dimensionamento da rede de integração é necessário o uso da potência máxima injetável na rede. Isto é, cada gerador precisa informar a sua potência máxima que deseja que a rede de integração seja garantidamente capaz de transportar. Esta rede será, portanto, projetada para o caso extremo, onde ela deve ser capaz de transportar a soma das potências injetadas máximas de cada gerador, considerando que não há falha nos equipamentos de transmissão⁵.

Em resumo, os dados básicos necessários para o planejamento da rede de integração são aqueles exemplificados na Tabela 2-1:

Tabela 2-1 – Exemplo de dados necessários dos geradores

Nome do gerador	Potência MW	Coordenadas		Ano operação
		Latitude	Longitude	
RIOPARANA	52	23°38'41"S	54°15'04"W	2010
INF JATEI	57	22°42'57"S	54°02'50"W	2010
INF LARANJAI	57	22°55'44"S	54°05'37"W	2009
NAVIRAI	81	22°51'24"S	54°03'37"W	2010

O ponto de conexão de cada gerador à rede de integração é a subestação da usina (também denominada “barra da usina”), que elevará a tensão de um nível de 13,8 kV (tensão em que a energia é produzida na usina) para um nível de tensão mais alto, tipicamente 69 kV, 138 kV ou 230 kV (tensão em que a energia é transmitida). A escolha do nível de tensão para a transmissão da energia na saída da usina faz parte do problema de planejamento e deve ser definida de forma a minimizar o custo total da rede de integração. Esta escolha impacta no dimensionamento da subestação de transformação da usina, na escolha dos equipamentos de transformação e na escolha dos condutores utilizados nos circuitos. Quanto maior o nível de tensão da subestação de uma usina, maior é seu espaço físico e, conseqüentemente, maior é o seu custo. Este custo varia ainda em função no número de conexões (os chamados *bays*) na subestação; a configuração mais simples apresenta uma conexão interna e uma externa: uma do transformador que conecta o gerador à sua subestação (interna) e outra da linha que conecta a

⁵ Os procedimentos de rede estabelecem a necessidade da aplicação do critério N-1 de confiabilidade em relação a falhas de equipamentos apenas quando há demanda a suprir. No caso da rede de integração, há apenas geração e, portanto, não é necessária a aplicação do critério N-1 ao projetar-se a rede.

subestação à rede de integração (externa). Outras configurações são também possíveis, como, por exemplo, com um transformador conectando o gerador à sua subestação (interna), outra conectando a subestação à outra subestação de outro gerador (externa) e uma terceira conectando a subestação à rede de integração (também externa).

Todo gerador têm, portanto, uma subestação de transformação associado a ele, cuja localização geográfica é considerada a mesma do gerador, que eleva a tensão de geração para um nível de tensão de transmissão, a ser determinada na solução do problema. A Tabela 2-2 apresenta o conjunto de informações necessárias de subestações de transformação de usina. Note que estas informações são válidas para todas as usinas.

Tabela 2-2 – Exemplo de dados necessários das subestações de usina de diferentes níveis de tensão

Subestação de 138 kV		Subestação de 230 kV	
# de <i>bays</i>	Custo kR\$	# de <i>bays</i>	Custo kR\$
2	1922	2	4438
3	2234	3	5163

2.2 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão (LTs) transportam energia de uma subestação a outra. Os custos das LTs estão associados primordialmente aos cabos utilizados. Os cabos, por sua vez, dependem dos condutores e seus respectivos arranjos (se o circuito é tipo simples ou duplo, se a configuração é com um ou dois condutores por fase etc.). Basicamente, os condutores estão relacionados às respectivas áreas de suas seções transversais, que definirão qual o seu custo por quilômetro, capacidade máxima de fluxo comportado (que pode ser o limite térmico do condutor ou um valor menor por questão de segurança), nível de tensão em que pode ser empregado e resistência (há vários outros dados técnicos das LTs, mas os citados aqui são os de relevância para o escopo desta tese).

Os custos das torres de sustentação dos cabos estão incluídos no custo por quilômetro de cada LT. Além disto, quando uma LT é instalada, há ainda o custo

de construção de um módulo de entrada de linha em cada uma das subestações que ficam nas extremidades da linha (denominado custo de entrada de linha).

Para o problema de planejamento, as informações necessárias dos diversos tipos de condutores disponíveis de 138 kV para uso nas LTs da rede de integração são apresentadas na Tabela 2-3.

Tabela 2-3 - Exemplo de dados necessários para LTs

Id	Tensão kV	Tipo circuito	Condutor		Cap MVA	Resistência %/km	Custo kR\$/km	Custo entradas de linha kR\$
			MCM	# cond. por fase				
11266	138	Simples	266	1	70	0,124	131	1304
11336	138	Simples	336	1	90	0,098	142	1304
11397	138	Simples	397	1	105	0,083	152	1304
11477	138	Simples	477	1	115	0,069	161	1304
11556	138	Simples	556	1	125	0,060	179	1304
11636	138	Simples	636	1	140	0,052	187	1304
11715	138	Simples	715	1	155	0,046	201	1304
11795	138	Simples	795	1	170	0,042	218	1304
11900	138	Simples	900	1	185	0,038	217	1304
11954	138	Simples	954	1	195	0,036	224	1304
111113	138	Simples	1113	1	225	0,031	240	1304
12636	138	Simples	636	2	280	0,026	256	1304
12795	138	Simples	795	2	310	0,021	285	1304

A informação do nível de tensão de cada condutor define onde ele pode ser aplicado: condutores de 138 kV podem interligar duas subestações de 138 kV, condutores de 230 kV podem interligar duas subestações de 230 kV e assim por diante. O tipo de circuito, MCM⁶ e número de condutores por fase são apenas dados informativos para identificar o condutor, não fazendo parte diretamente do problema de otimização abordado nesta tese. A capacidade máxima do condutor limita o máximo fluxo que poderá passar pela LT caso o condutor utilizado. A resistência de cada condutor permite calcular as perdas ôhmicas na LT. Para um dado fluxo f em MW em uma LT de comprimento d km e resistência r %/km, a perda p também em MW é dada por:

$$p = r \times d \times \left(\frac{f}{100}\right)^2$$

⁶ MCM, ou kcmil, significa 1000 *circular mils*, onde um *circular mil* é uma unidade de área da seção transversal do condutor, aproximadamente igual a 0.5067 mm².

Quanto menor a perda na LT, mais energia chega à coletora da Rede Básica e maior é a receita dos empreendedores com a venda da sua geração. Por outro lado, para obter perdas na transmissão menores, é preciso utilizar condutores com área de seção transversal maior ou ainda de nível de tensão maior, cujo custo é também maior. Há, portanto, um *trade-off* no problema real de planejamento da rede de integração que envolve, de um lado, o uso de condutores mais baratos (de menor seção), mas de maior perda, e, de outro lado, o uso de condutores mais caros (de maior seção) e que proporcionam perdas na transmissão menores. Ou ainda, utilizar uma tensão de transmissão mais elevada, que requer a utilização de equipamentos mais caros (devido ao nível de isolamento maior), mas que proporcionam também perdas menores. Este *trade-off* pode ser também incorporado ao problema de otimização especificando-se um custo de energia (em R\$/MWh) para valoração das perdas, como será apresentado mais adiante.

2.3 Subestações subcoletoras

Uma topologia viável para a rede de integração pode ser definida conectando-se cada gerador (mais precisamente, a sua subestação) diretamente à subestação associada à coletora da Rede Básica com LTs de uso exclusivo⁷.

Uma configuração alternativa é usar uma subestação intermediária, mais próxima dos geradores, à qual eles se conectam por meio de LTs de uso exclusivo. Esta subestação intermediária coleta a geração de todas as usinas conectadas a ela e concentra o fluxo em uma única LT até a coletora da Rede Básica. Esta subestação intermediária é chamada de subcoletora.

Um exemplo destes dois arranjos é ilustrado na Figura 1-5. Observe que o primeiro arranjo utiliza um comprimento total de cabos maior, mas de menor capacidade, uma vez que cada LT é dimensionada para a geração da usina à qual está conectada. Estas LTs são todas de uso exclusivo. O segundo arranjo apresenta um comprimento total de cabos menor, sendo as LTs de uso exclusivo também mais curtas. Por outro lado, a LT de uso compartilhado, que conecta a subcoletora à coletora da Rede Básica, deve ser dimensionada para transportar a soma da geração de todas as usinas. Para isto, um condutor de maior capacidade e,

⁷ O termo “uso exclusivo” indica que os equipamentos não são compartilhados entre geradores; isto é, atendem um único gerador.

consequentemente, de maior custo por quilômetro precisa ser utilizado. Pode haver ainda um benefício indireto quando este condutor resultar em perdas menores na rede de integração em comparação com a topologia que é 100% de uso exclusivo.

A segunda configuração tem ainda um custo adicional de construção da subestação subcoletora, o qual varia com o número de conexões que comporta (são os *bays*, já mencionados na descrição da subestação da usina). O custo desta subestação varia ainda com o nível de tensão utilizado.

A Tabela 2-4 apresenta o conjunto de informações necessárias das subestações subcoletoras para uso na rede de integração.

Tabela 2-4 – Exemplo de dados necessários das subestações subcoletoras de diferentes níveis de tensão

Subestação de 138 kV		Subestação de 230 kV	
# de <i>bays</i>	Custo kR\$	# de <i>Bays</i>	Custo kR\$
2	3720	2	6751
3	3893	3	7547
4	4085	4	8327
5	4294	5	9057
6	4522	6	9740
7	4768	7	10377
8	5032	8	10970
9	5314	9	11522
10	5615	10	12034
11	5934	11	12508
12	6271	12	12946
13	6626	13	13348
14	6999	14	13717
15	7391	15	14054
16	7801	16	14360
17	8229	17	14635
18	8675	18	14804

O problema de planejamento deverá definir se subcoletoras (e de que nível de tensão) serão utilizadas para diminuir o custo total da rede de integração. Esta decisão deve ser tomada em conjunto com duas outras: (i) quais serão as conexões desta subcoletora e (ii) qual será sua localização geográfica.

2.4 Coletoras da Rede Básica

O ponto final da rede de integração – que é o ponto de entrada para a Rede Básica – é uma subestação coletora, que apresenta nível de tensão de 230 kV ou superior. No que diz respeito ao planejamento da rede de integração, as únicas informações necessárias da subestação coletora são a capacidade máxima de injeção que comporta e sua localização geográfica. Isto permite planejar a rede de integração sem a necessidade de levar em conta toda a malha da Rede Básica, o que aumentaria enormemente a complexidade do problema.

A Tabela 2-5 ilustra os dados necessários das subestações coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão da rede de integração.

Tabela 2-5 – Exemplo de dados necessários das coletoras da Rede Básica

Nome da coletora	Tensão kV	Coordenadas		Máxima injeção MW
		Latitude	Longitude	
NAVIRAI--230	230	23°23'05"S	54°33'50"W	2.000

Há inúmeras coletoras da Rede Básica espalhadas pelo país. A escolha de quais delas estarão disponíveis para concentrar a geração das usinas renováveis e, portanto, que farão parte do problema de planejamento, depende de dois fatores: (i) distância entre a coletora e o grupo de geradores candidatos; e (ii) capacidade de receber novas conexões e injeções adicionais. Para que uma coletora existente possa receber mais fluxo e ter mais linhas de transmissão conectadas a ela, podem ser necessárias obras de expansão e/ou reforços, cujos custos devem ser levados em consideração no problema de planejamento.

Existe ainda a possibilidade de criação de novas coletoras da Rede Básica para atender à demanda de conexão de novos projetos de geração. Estas novas coletoras podem ser subestações inteiramente novas, que aproximam a Rede Básica aos novos geradores, ou mesmo subestações implantadas a partir do seccionamento de linhas de transmissão da Rede Básica existentes.

No caso de coletoras novas, a determinação da sua localização geográfica pode também ser parte do problema de planejamento da rede de integração, ficando a mesma livre ou restrita a uma determinada região de interesse (por exemplo, dentro de um círculo de centro e raio definidos). No caso de um seccionamento, a posição da coletora está restrita a um segmento de reta definido

por dois pontos por onde (aproximadamente) passa a linha de transmissão a ser seccionada. Nessas situações a informação de coordenadas geográficas apresentadas na Tabela 2-5 não são conhecidas, mas sim as coordenadas do centro do círculo e seu raio ou de dois pontos da LT a ser seccionada.

A determinação de quais coletoras da Rede Básica estarão disponíveis para o planejamento da rede de integração, sejam elas existente ou futuras, de posição fixa, livre ou restrita ou ainda decorrentes de um seccionamento, é estabelecida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2.5 Subestações de transformação

Como já mencionado anteriormente, os geradores produzem energia em um nível de tensão de 13,8 kV e esta energia deve chegar até a coletora da Rede Básica, que terá um nível de tensão de 230 kV ou superior. Há, portanto, a necessidade de instalação de transformadores na rede de integração. A instalação dos transformadores é feita em subestações de transformação, semelhantes às subestações subcoletoras.

As subestações de transformação são compostas por uma barra de baixa tensão e uma barra de alta tensão. As LTs transportando a geração das usinas se conectam à barra de baixa com um determinado nível de tensão. O fluxo passa pelos transformadores e sai pela barra de alta com um nível de tensão mais elevado, seguindo pela rede.

Sempre que há elevação de tensão na rede de integração é automaticamente construída uma subestação de transformação, cujo custo é função do número de *bays*, como ocorre com as subestações subcoletoras. Assim, os dados necessários das subestações de transformação são os mesmo das subcoletoras, como apresentado na Tabela 2-4. O nível de tensão da subestação de transformação, para fins de dimensionamento e custo, é o mesmo da sua tensão de entrada (tensão mais baixa).

As subestações de transformação podem ser posicionadas junto aos geradores (como descrito na seção 2.1), junto às coletoras da Rede Básica ou junto às subcoletoras. Esta decisão dependerá das necessidades de transformação em cada ponto da rede de integração e faz parte do problema de planejamento.

2.6 Transformadores

Os transformadores (trafos), instalados nas subestações de transformação, são responsáveis pela elevação de tensão na rede de integração. É importante ressaltar que não há diminuição no nível de tensão desta rede, uma vez que a tensão inicial (na usina) é menor que a tensão final (na coletora da Rede Básica). O dimensionamento dos equipamentos de transformação está relacionado com o fluxo total que passa por eles. Mais precisamente, cada transformador apresenta um limite máximo de capacidade de potência. Há ainda os custos das conexões de baixa e alta tensão do transformador, que são independentes do fluxo.

A Tabela 2-6 e a Tabela 2-7 apresentam o conjunto de informações necessárias para o dimensionamento dos transformadores.

Tabela 2-6 – Exemplo de dados necessários dos transformadores de diferentes níveis de tensão: custo em função da potência

Trafo 13,8/138 kV		Trafo 13,8/230 kV		Trafo 138/230 kV	
Potência MW	Custo kR\$	Potência MW	Custo kR\$	Potência MW	Custo kR\$
5	297	15	1083	50	2803
8	372	20	1182	55	2935
10	421	25	1279	70	3320
15	536	30	1375	75	3445
20	643	40	1561	84	3664
25	741	50	1740	100	4038
30	832	60	1912	120	4479
33	884	70	2078	150	5083
40	995	75	2158	170	5447
46	1083	80	2237	180	5617
50	1137	100	2534	200	5935
60	1264	120	2804	225	6290
65	1323	150	3158	250	6596
70	1380	160	3262	300	7066
75	1436				
80	1491				
90	1603				
100	1720				
110	1849				
120	1995				
135	2256				
150	2584				
160	2850				

Tabela 2-7 – Exemplo de dados necessários dos transformadores de diferentes níveis de tensão: custo das conexões de baixa e alta tensões

Trafo 13,8/138 kV		Trafo 13,8/230 kV		Trafo 138/230 kV	
Custo da Conexão de 13,8kV kR\$	Custo da Conexão de 138kV kR\$	Custo da Conexão de 13,8kV kR\$	Custo da Conexão de 230kV kR\$	Custo da Conexão de 138kV kR\$	Custo da Conexão de 230kV kR\$
223	942	223	2035	942	2457

3 Descrição do problema de planejamento da rede

3.1 A topologia da rede e sua relação com a abordagem de solução

Apresentando a rede de integração como um grafo, os geradores são seus nós de origem. Como a geração das usinas parte dos nós de origem e deve percorrer um caminho até chegar à Rede Básica, trata-se de um grafo orientado. As coletoras da Rede Básica são, portanto, os nós de destino deste grafo orientado. O grafo pode apresentar ainda nós intermediários, representados pelas subestações subcoletoras. As linhas de transmissão são os arcos do grafo.

As subestações de transformação (sejam elas localizadas junto às usinas, junto às subcoletoras ou junto às coletoras da Rede Básica) não precisam ser representadas explicitamente como nós do grafo, o que simplifica a sua modelagem. Basta apenas considerar que cada nó tem um nível de tensão definido (igual à tensão da subestação que representa) e que sempre que um arco conectar dois nós de tensões diferentes há implicitamente uma subestação de transformação junto ao nó de tensão mais alta. A Figura 3-1 ilustra esta equivalência.

Nesta representação simplificada deve-se levar em conta os custos das subestações de transformação (em função de seu nível de tensão e número de conexões) e de seus transformadores (em função de sua capacidade e de suas conexões).

Do ponto de vista apenas da transmissão de energia elétrica, o problema pode ser formulado como de Fluxo de Potência Linearizado. Desta forma, para uma dada topologia definida da rede e definidas as localizações geográficas de todas as suas subestações (nós do grafo), o problema se converte num modelo simples de fluxo em rede. Este problema simplificado de determinação apenas do caminho dos fluxos pode ser formulado e resolvido facilmente como um problema de Programação Linear [10].

Observe que a estrutura da rede de integração ilustrada na Figura 3-1 é mais particular do que tão somente a de um grafo orientado; ela apresenta uma

topologia em forma de árvore. As folhas desta árvore são geradores, enquanto que a sua raiz é a coletora da Rede Básica. Isto é válido para o caso de haver ou não subcoletoras intermediárias. É válido ainda quando se permite conectar um gerador a outro (neste caso, um ou mais geradores deixam de ser folhas). Na situação em que há duas coletoras da Rede Básica disponíveis para a conexão de um grupo de geradores, ou se formará uma única árvore com uma das coletoras como raiz ou se formarão duas árvores disjuntas, cada uma delas tendo uma das coletoras como raiz. Uma observação análoga é válida para o caso em que um número maior de coletoras da Rede Básica está disponível: existe a possibilidade de formação de várias árvores.

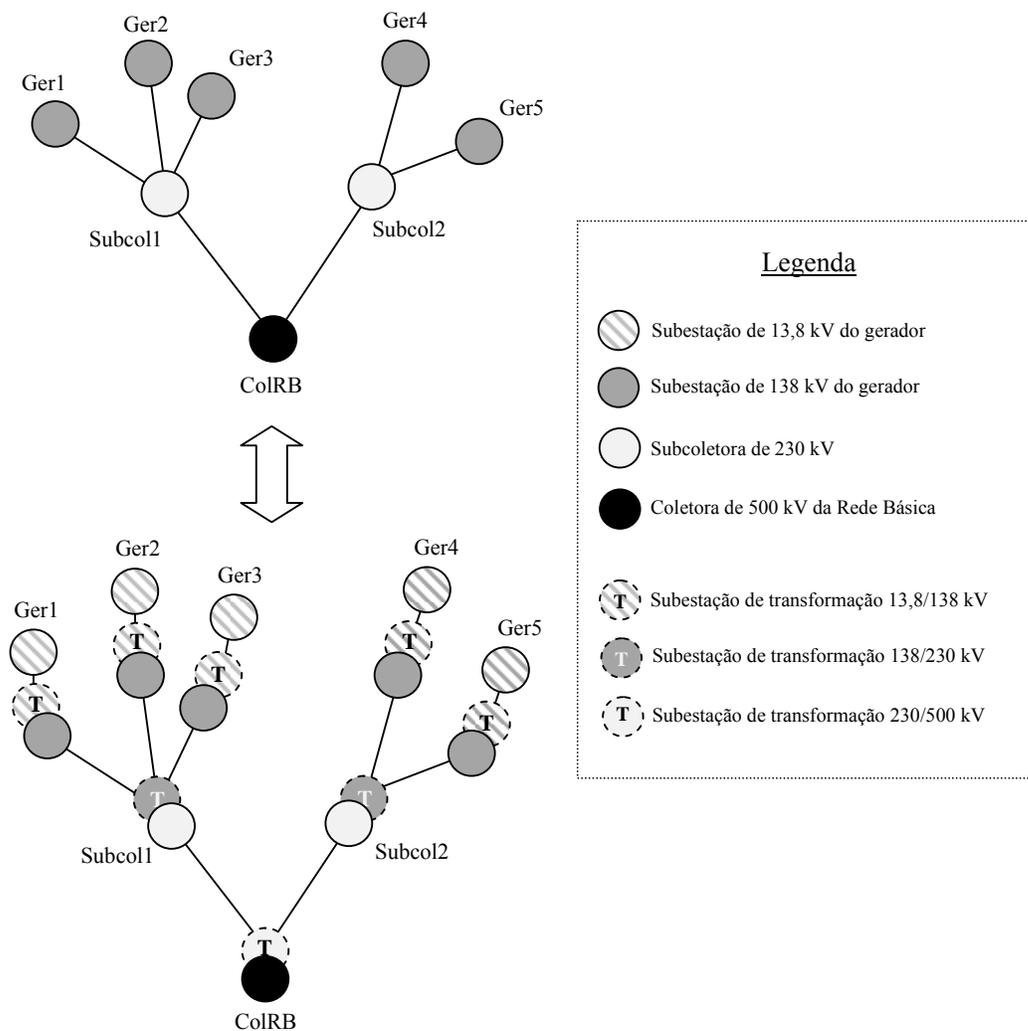


Figura 3-1 – Representação implícita das subestações de transformação

Esta topologia em árvore, também dita “radial”, não apresenta laços (*loops*), o que é de grande relevância na formulação do problema. Isto porque permite uma modelagem que considere apenas a 1ª Lei de Kirchoff (também conhecida como Lei dos Nós), que já faz parte dos problemas tradicionais de fluxo em rede, e evita a representação da 2ª Lei de Kirchoff (também conhecida como Lei das Malhas), que traria dificuldades adicionais ao problema. Outro aspecto interessante é que dada uma topologia em forma de árvore, a determinação dos fluxos em cada circuito pode ser feita de maneira imediata por inspeção, sem a necessidade de resolver qualquer problema de otimização. Sendo assim, as perdas ôhmicas na transmissão (função quadrática do fluxo em cada circuito) correspondentes aos fluxos definidos em cada circuito são também calculadas trivialmente.

Uma dificuldade do problema abordado nesta tese é que não se trata apenas de determinar os fluxos em uma rede já existente, mas sim determinar a topologia da rede em si, que envolve a decisão sobre a criação de nós de passagem intermediários (subcoletoras) e a determinação das ligações de todos os nós da rede (circuitos, representados como arcos do grafo), em conjunto com a localização livre no plano dos nós intermediários criados e com a determinação dos fluxos em cada circuito.

3.2

Problemas relacionados na literatura

Este tipo de problema, conhecido como Problema de Árvore de Steiner Euclidiano (pois utiliza a distância euclidiana como norma), tem sido extensivamente tratado na literatura desde o século 17, quando foi originalmente proposto por Pierre de Fermat, até a atualidade. O Problema de Árvore de Steiner Euclidiano traz muitas semelhanças com o problema proposto nesta tese, mas se limita a encontrar a topologia da árvore que conecte entre si alguns dados nós de localização conhecida, com a possibilidade de criação de nós intermediários (nós de Steiner), de forma a minimizar o comprimento total dos arcos.

Os problemas de Árvore de Steiner se enquadram na classe de problemas de Otimização Combinatória NP-completo e são, portanto, de difícil solução (quando o número de nós considerados cresce o número de topologias possíveis cresce muito rapidamente).

Observe que o Problema de Árvore de Steiner Euclidiano não trata de fluxo em rede, apenas da determinação da topologia e localização dos nós (intermediários) de Steiner que conecte todos os nós com distância mínima. No problema original de Árvore de Steiner não são considerados quaisquer custos para os nós intermediários nem custos diferenciados para os arcos (o problema pode ser visto tendo um custo por quilômetro de cada arco, mas este custo é igual e constante para todos eles).

Dentre as muitas generalizações do Problema de Árvore de Steiner Euclidiano propostas na literatura, uma em particular se assemelha bastante ao problema desta tese. Em 1967, E. N. Gilbert propôs um modelo de Rede de Steiner Euclidiano como um problema de fluxo em rede onde cada arco está associado a uma capacidade máxima de fluxo e a um custo por unidade de distância que é função desta capacidade. O objetivo deste problema é, dado uma topologia e um conjunto de capacidades para cada arco, definir a rede que minimize o seu custo, formado pelos produtos entre a distância de cada arco e seu custo por distância, que é função da capacidade do arco.

Nos casos em que a topologia da rede tem forma de árvore, a generalização ficou conhecida como Problema de Árvore de Gilbert-Steiner. As referências a este problema tratam do caso particular em que cada nó de Steiner tem cardinalidade igual a três, isto é, possui exatamente três arcos conectados a ele. Apesar das semelhanças, o Problema de Árvore de Gilbert-Steiner é bastante mais simplificado que o problema desta tese, não representando todas as dificuldades da formulação real.

Outras generalizações do Problema de Árvore de Steiner representam características presentes no problema de interesse desta tese, mas nenhum deles engloba todas ao mesmo tempo. É o caso, por exemplo, dos problemas de Árvore de Steiner com Custo nos Nós (*Node-Weighted Steiner Tree Problem*) e de Árvore de Steiner com Dependência no Grau (*Degree-Dependent Steiner Tree Problem*). O primeiro representa os custos fixos dos nós, que se ajusta ao fato de que as subestações de transmissão do nosso problema têm um custo fixo de construção. O segundo considera que há uma parcela dos custos da rede que é função do número de circuitos incidentes a cada nó, que representa o fato de que cada subestação de transmissão do nosso problema tem um custo variável associado ao

número de linhas que chegam nela (custos dos *bays*). Cada caso particular do problema de Steiner apresenta por si só dificuldades relevantes para a solução.

3.3

A contribuição da tese

A representação conjunta de todas as características do problema real proposto nesta tese, onde algumas delas estão presentes na literatura e outras não, é o desafio e também a contribuição deste trabalho. A motivação deste trabalho é resolver problemas reais de determinação de redes de transmissão com as características supracitadas, visando minimizar o custo total do investimento de construção da rede.

A abordagem empregada neste trabalho consiste na formulação de um problema de Programação Não-Linear Inteira Mista, onde todas as restrições são lineares. Como se trata de um problema complexo, a inclusão na formulação de restrições válidas que reduzam a região viável do problema é de especial importância para que seja possível obter soluções em tempo aceitável e tem, portanto, papel relevante nesta tese. Outro aspecto importante deste trabalho, e que será apresentado em detalhe a seguir, está na proposta de uma aproximação linear para o cálculo das distâncias, que reduz significativamente a dificuldade do problema. Além disto, foi possível demonstrar analiticamente que a aproximação linear da distância apresenta um erro que pode ser controlado e ser limitado a no máximo 5% no pior caso, o que é totalmente aceitável, dadas todas as incertezas envolvidas no planejamento. Com uma formulação robusta, foi então possível resolver diversas instâncias reais do problema utilizando um software de otimização comercial de Programação Não-Linear Inteira Mista. Do ponto de vista da otimização, como a função objetivo do problema apresenta multiplicação de variáveis e não é possível garantir que ela seja convexa, existe a possibilidade de que a solução resultante seja um ótimo local. Entretanto, para os casos analisados, as soluções obtidas mostraram-se adequadas sob o ponto de vista de planejamento das redes de integração. A formulação proposta permitiu incorporar ao problema os custos das perdas ôhmicas nos circuitos sem a necessidade de adição de novos termos não-lineares.

4 Metodologia de solução e formulação matemática do problema de planejamento

Como dito no capítulo anterior, sabe-se que a rede de integração a ser planejada apresentará uma topologia em árvore. Os geradores serão as folhas da árvore e têm posição definida no plano (X,Y) . A raiz da árvore será uma coletora da Rede Básica, que tem também posição conhecida. A energia produzida pelos geradores deverá ser escoada pela rede, fluindo por suas LTs e subestações até chegar à Rede Básica. O problema consiste então na obtenção da árvore em si, com a definição:

- de sua topologia: subestações subcoletoras construídas e conexões entre estas subestações, geradores, e coletora da Rede Básica;
- da localização geográfica das subestações construídas;
- das capacidades de cada um dos equipamentos empregados: LTs, subestações e transformadores.

4.1 Obtenção da rede candidata

Para um determinado grupo de geradores e levando em conta a posição geográfica dos mesmos, é possível definir um número máximo de subestações subcoletoras candidatas de cada nível de tensão de interesse para uso na rede de integração.

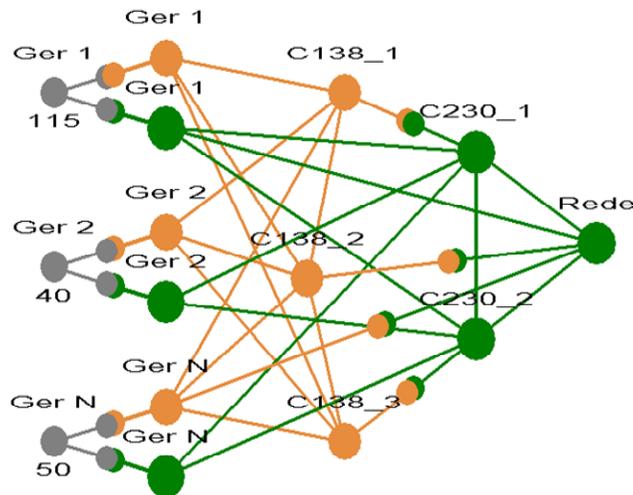


Figura 4-1 – Rede candidata

Definidas as subcoletoras candidatas, surge uma rede malhada candidata proveniente da interligação de todos os seus nós (geradores, subestações subcoletoras candidatas e coletoras da Rede Básica), como apresentado na Figura 4-1. Interligações não permitidas ou não desejadas podem ser eliminadas como, por exemplo, a conexão direta entre geradores que pertençam a grupos empreendedores diferentes muitas vezes é não desejada.

A rede de integração ótima será, portanto, uma sub-árvore desta rede malhada candidata, como ilustrado na Figura 4-2, determinada na sequência:

- (a) Parte-se do posicionamento dos geradores e da coletora da Rede Básica.
- (b) Define-se um número máximo de subcoletoras candidatas a partir da avaliação da configuração (a). Criam-se então todas as conexões candidatas entre geradores, subcoletoras candidatas e coletoras da Rede Básica.
- (c) Obtém-se a rede ótima de integração como uma sub-árvore de (b) eliminando-se um conjunto de conexões e de subcoletoras.
- (d) A rede ótima de integração é aquela de menor custo global que permite transportar toda a energia proveniente dos geradores até a coletora da Rede Básica.

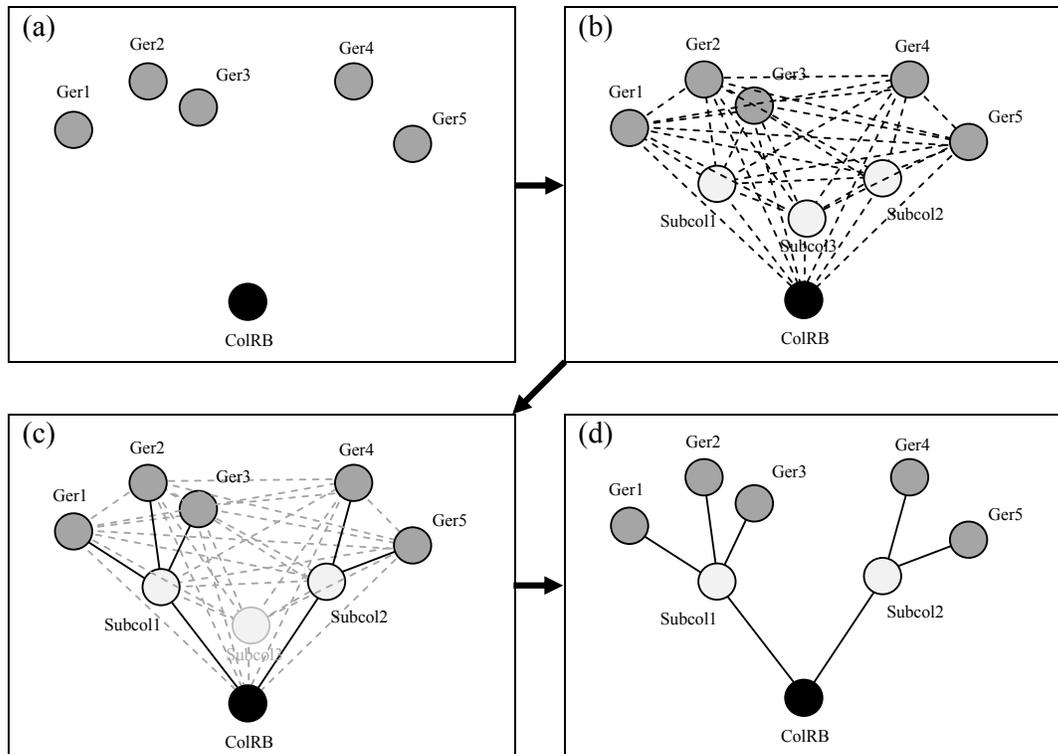


Figura 4-2 – Obtenção da sub-árvore ótima

4.2 A obtenção da topologia

Iniciemos com um problema simplificado, que não requer o uso de subestações e equipamentos de transformação. A localização dos geradores e da coletora da Rede Básica é conhecida. São conhecidas também as potências de injeção de cada um dos geradores, cujo total pode ser integralmente absorvido pela coletora da Rede Básica. Vamos considerar que o número de subestações subcoletoras candidatas é dado, e que as mesmas não possuem nenhum custo (nem fixo – de construção – e nem variável com o número de conexões). Suas localizações são, no entanto, desconhecidas e podem ou não ser utilizadas na rede de integração. Este problema é ilustrado pela Figura 4-2 e a obtenção da rede malhada candidata por meio da interligação de todos os nós (de origem, de destino e intermediários) é trivial. Em nossa abordagem, deve haver apenas um arco conectando dois nós quaisquer.

Em relação às LTs, representadas por estas interligações, consideremos que são formadas por condutores cuja capacidade máxima de fluxo é elevada (grande

o bastante para evitar quaisquer violações de limites de transmissão na rede). A resistência destes condutores será também desprezada (logo não haverá perdas na transmissão). O custo por quilômetro dos condutores é conhecido. Este problema é equivalente ao Problema de Árvore de Gilbert-Steiner.

Partindo então da rede malhada candidata, este problema pode ser formulado matematicamente como:

$$\text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} C_k \cdot d_k \cdot w_k \quad (4-1)$$

s. a

$$-\bar{F}_k \cdot w_k \leq f_k \leq \bar{F}_k \cdot w_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-2)$$

$$\text{Pot}_i + \sum_{k \in \Omega_c | \text{dest}(k)=i} f_k - \sum_{k \in \Omega_c | \text{orig}(k)=i} f_k = \text{dem}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-3)$$

$$d_k = \sqrt{(x_{\text{orig}(k)} - x_{\text{dest}(k)})^2 + (y_{\text{orig}(k)} - y_{\text{dest}(k)})^2} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-4)$$

$$0 \leq \text{dem}_i \leq \overline{\text{Dem}}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-5)$$

$$f_k \in \mathbb{R} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-6)$$

$$x_i, y_i \in \mathbb{R} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-7)$$

$$w_k \in \{0,1\} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-8)$$

Onde:

Ω_c Conjunto de todos os circuitos

Ω_s Conjunto de todos os nós (geradores, subcoletoras candidatas e coletoras da Rede Básica)

$\text{orig}(k)$ Nó de origem do circuito k

$\text{dest}(k)$ Nó de destino do circuito k

C_k Custo por quilômetro do circuito k

\bar{F}_k Limite de fluxo de circuito k

Pot_i Potência injetada no nó i :

- se i for um gerador, Pot_i é a potência injetada pelo gerador;
- caso contrário $\text{Pot}_i = 0$

- \overline{Dem}_i Potência máxima absorvida pelo nó i:
- se i for uma coletora da Rede Básica, \overline{Dem}_i é a capacidade máxima de injeção na coletora;
 - caso contrário $\overline{Dem}_i = 0$
- d_k Comprimento do circuito k (variável de decisão)
- w_k Indicador de construção do circuito k (variável de decisão):
- $w_k = 0$ indica que o circuito k não foi construído
 - $w_k = 1$ indica que o circuito k foi construído
- f_k Fluxo no circuito k (variável de decisão)
- dem_i Potência absorvida pelo nó i (variável de decisão)
- x_i, y_i Coordenadas no nó i (variável de decisão para nós que representem subcoletoras e dado de entrada para nós que representem geradores e coletoras da Rede Básica)

Note que se um nó não é conectado por nenhum circuito, então a potência máxima absorvida por ele deve ser zero. Isto permite escrevermos (4-5) de maneira mais eficiente como:

$$0 \leq dem_i \leq \overline{Dem}_i \cdot u_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-9)$$

$$u_i \leq \sum_{k \in \Omega_c | (\text{orig}(k)=i \text{ ou } \text{dest}(k)=i)} w_k \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-10)$$

$$u_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-11)$$

Para os nós que representam geradores e subcoletoras candidatas (isto é, aqueles para os quais $\overline{Dem}_i = 0$), as restrições (4-9)-(4-10) e as variáveis de decisão u_i não precisam ser criadas⁸. Portanto, o número de variáveis binárias extras no problema provenientes de (4-9)-(4-11) é bem reduzida, compensando seu uso.

As coordenadas (x,y) dos geradores e das coletoras da Rede Básica podem ser facilmente obtidas a partir de uma conversão de suas respectivas latitude e longitude.

⁸ Ainda que sejam criadas, não terão qualquer efeito no problema e serão trivialmente eliminadas pelas rotinas de pré-processamento dos softwares de otimização comerciais.

O problema (4-1)-(4-8) apresenta duas dificuldades: (i) a função objetivo é formada por uma multiplicação de variáveis de decisão (não-linearidade) e (ii) uma destas variáveis (d_k) é, por si só, não-linear (distância euclidiana).

A dificuldade (i) pode ser facilmente resolvida por meio de uma representação disjuntiva [11]. A nova função objetivo fica então escrita como:

$$\text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} C_k \cdot z_k \quad (4-12)$$

A representação alternativa se completa adicionando-se ao problema a restrição $|d_k - z_k| \leq M \cdot (1 - w_k)$, onde M (usualmente denominado *Big-M*) é um valor suficientemente alto: pelo menos igual à maior distância possível entre quaisquer dois nós. Se o circuito k é selecionado, então $|d_k - z_k| \leq 0$, o que é satisfeito unicamente fazendo $d_k = z_k$. Por outro lado, se o circuito k não é selecionado, então $|d_k - z_k| \leq M$. Isto faz z_k independente da distância real entre as extremidades do circuito k , dada por d_k . Neste caso, a minimização da função objetivo (4-12) garante que $z_k = 0$. Esta igualdade com módulo pode ser trivialmente escrita por meio de restrições lineares:

$$d_k - z_k \leq M \cdot (1 - w_k) \quad (4-13)$$

$$z_k - d_k \leq M \cdot (1 - w_k) \quad (4-14)$$

$$d_k \in \mathbb{R}^+ \quad (4-15)$$

$$z_k \in \mathbb{R}^+ \quad (4-16)$$

Resta então a não-linearidade decorrente do cálculo das distâncias euclidianas. Esta dificuldade pode ser contornada por meio de uma aproximação linear, descrita na próxima seção.

4.3 Aproximação linear para a distância

Sejam dois pontos no plano (x_1, y_1) e (x_2, y_2) . A distância entre eles é dada por $d = \sqrt{x^2 + y^2}$, onde $x = |x_1 - x_2|$ e $y = |y_1 - y_2|$.

Explorando a relação $(x + y)^2 = x^2 + y^2 + 2xy$, temos que, como $2xy \geq 0$, então $(x + y)^2 \geq x^2 + y^2$. Extraindo a raiz quadrada, obtemos $x + y \geq \sqrt[2]{x^2 + y^2} = d$. Desta forma, temos um *limite superior* \bar{d} para d , dado por:

$$\bar{d} = x + y \quad (4-17)$$

Por outro lado, $x^2 + y^2 \geq x^2$ implica que $d = \sqrt[2]{x^2 + y^2} \geq \sqrt[2]{x^2} = x$. Logo x é um *limite inferior* para d . Analogamente, $x^2 + y^2 \geq y^2$ implica que $d = \sqrt[2]{x^2 + y^2} \geq \sqrt[2]{y^2} = y$. Conseqüentemente, y é outro limite inferior para d . Dentre eles, o limite inferior mais próximo de d será então:

$$\underline{d} = \max(x, y) \quad (4-18)$$

Uma aproximação para a distância pode ser obtida pela combinação convexa dos limites inferior e superior:

$$\tilde{d} = \alpha \cdot \bar{d} + (1 - \alpha) \cdot \underline{d}, \quad \alpha \in [0,1] \quad (4-19)$$

Consideremos, sem perda de generalidade, que y é menor ou igual a x . Logo $0 \leq y \leq x$, o que pode ser reescrito como $y = \lambda x$, onde $\lambda \in [0,1]$.

O erro percentual da aproximação é uma função de α (parâmetro de ajuste da combinação convexa para a aproximação) e λ (fator que generaliza a relação entre x e y) e é dado por:

$$\begin{aligned} \text{Erro}(\alpha, \lambda) &= \frac{d}{\tilde{d}} = \frac{\sqrt[2]{x^2 + y^2}}{\alpha \cdot \bar{d} + (1 - \alpha) \cdot \underline{d}} \quad (4-20) \\ &= \frac{\sqrt[2]{x^2 + y^2}}{\alpha \cdot (x + y) + (1 - \alpha) \cdot \max(x, y)} \\ &= \frac{\sqrt[2]{x^2 + (\lambda x)^2}}{\alpha \cdot (x + \lambda x) + (1 - \alpha) \cdot \max(x, \lambda x)} \\ &= \frac{x \cdot \sqrt[2]{1 + \lambda^2}}{\alpha \cdot (x + \lambda x) + (1 - \alpha) \cdot x} = \frac{x \cdot \sqrt[2]{1 + \lambda^2}}{x \cdot (1 + \alpha\lambda)} \\ &= \frac{\sqrt[2]{1 + \lambda^2}}{1 + \alpha\lambda} \end{aligned}$$

Observe que quando $\text{Erro}(\alpha, \lambda) = 1$ significa que o erro de aproximação da distância é igual a zero. $\text{Erro}(\alpha, \lambda) = 1,03$, por exemplo, significa que d é 3% maior que \tilde{d} (a aproximação está subestimando d). Em outro exemplo, $\text{Erro}(\alpha, \lambda) = 0,96$ significa que d é 4% menor que \tilde{d} (aproximação está superestimando d). Desejamos então otimizar o valor do parâmetro α para que a aproximação linear seja a melhor possível. Como não sabemos *a priori* o valor de x e y ou, visto de outra forma, o valor de λ , vamos investigar então o comportamento do erro médio (média em relação a todos possíveis valores de λ) e do erro máximo (máximo em relação a todos possíveis valores de λ).

O erro percentual médio é uma função de α dada por:

$$\text{Erro}_{\text{med}}(\alpha) = \int_0^1 \text{Erro}(\alpha, \lambda) d\lambda = \int_0^1 \frac{\sqrt[3]{1 + \lambda^2}}{1 + \alpha\lambda} d\lambda \quad (4-21)$$

Essa integral pode ser calculada de forma simbólica no MATLAB através dos comandos:

```
syms lambda alfa;
erro=(sqrt(1+lambda^2))/(1+alfa*lambda);
erro_med=int(erro,lambda,0,1);
```

Como errar para mais é tão ruim quanto errar para menos, a função de erro que estamos de fato interessados é $|\text{Erro}_{\text{med}}(\alpha) - 1|$ que pode ser obtida graficamente pelo MATLAB através do comando:

```
ezplot(abs(erro_med-1),0,1);
```

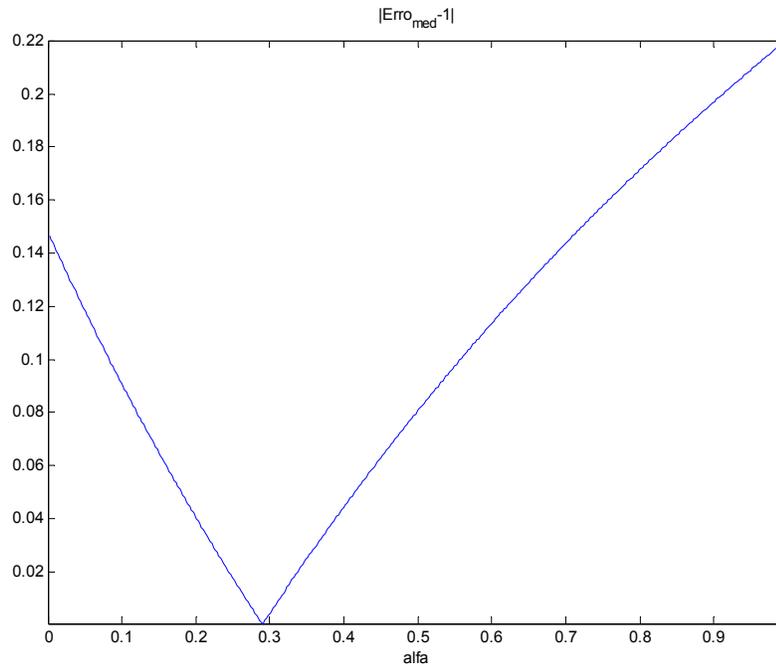


Figura 4-3 – Valor absoluto do erro médio em função de α

Pelo gráfico da Figura 4-3, o valor de α que minimiza o erro médio é $\alpha = 0,29$ (faz o erro *médio* ser nulo).

Podemos analisar também o erro em função de α e λ construindo o gráfico da função $|\text{Erro}(\alpha, \lambda) - 1|$ através do comando:

```
ezsurf(abs(erro-1), [0,1], [0,1])
```

O gráfico resultante é apresentado na Figura 4-4:

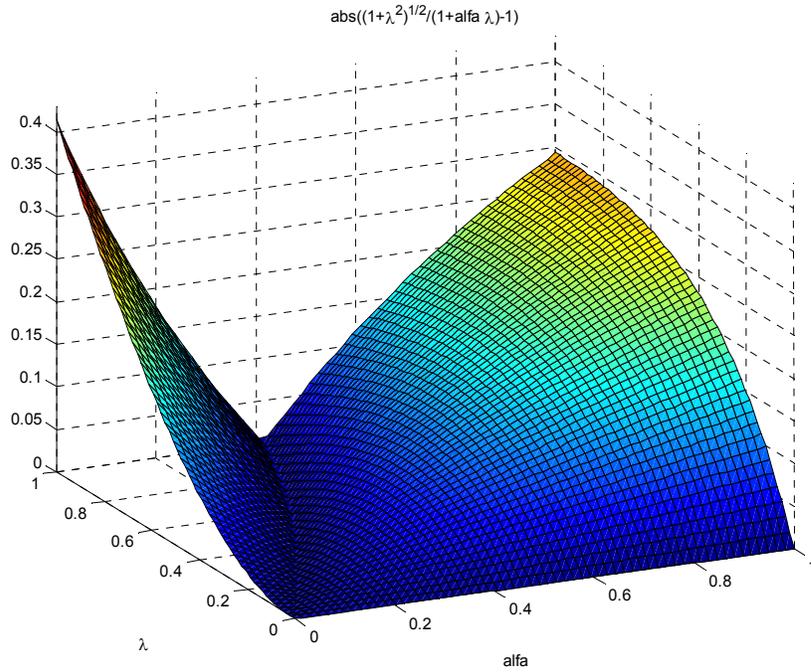


Figura 4-4 – Valor absoluto do erro médio em função de α e λ

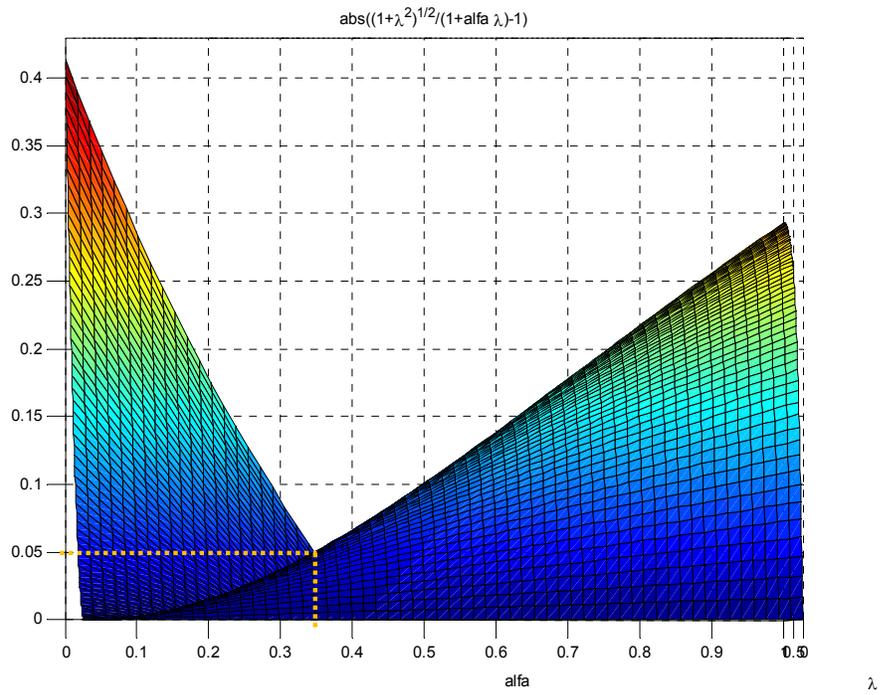


Figura 4-5 – Valor absoluto do erro médio em função de α e λ : projeção no plano $(|\text{Erro}(\alpha, \lambda) - 1|, \alpha)$

Podemos observar o comportamento do erro máximo examinando o gráfico a partir do ângulo que projeta a função no plano ($|\text{Erro}(\alpha, \lambda) - 1|, \alpha$), como ilustrado na Figura 4-5. A partir dela se observa que quando $\alpha = 0,35$ o *maior erro de aproximação*, para quaisquer valores de x e y , será de apenas 5%. Este valor de erro máximo é bastante aceitável, em especial em se tratando de uma estratégia para evitar a não-linearidade proveniente do cálculo da distância euclidiana. Mais ainda, a imprecisão nos dados de entrada do problema, como nos custos dos equipamentos, nos dados dos geradores, o fato óbvio de que as linhas de transmissão não seguem um padrão estritamente retilíneo e que pode haver desvios na construção da rede de integração em relação ao projeto teoricamente ótimo (por questões ambientais, obstáculos naturais etc), torna este erro máximo de aproximação desprezível na prática. Assim, a adoção da aproximação linear com $\alpha = 0,35$ se torna muito atraente.

Com a aproximação linear da distância substitui-se a equação (4-4) do problema de otimização da seção 4.2 pelas restrições:

$$d = \alpha \cdot \bar{d} + (1 - \alpha) \cdot \underline{d} \quad (4-22)$$

$$\bar{d} = dx + dy \quad (4-23)$$

$$\underline{d} = \max (dx, dy) \quad (4-24)$$

$$dx = |x_{\text{orig}(k)} - x_{\text{dest}(k)}| \quad (4-25)$$

$$dy = |y_{\text{orig}(k)} - y_{\text{dest}(k)}| \quad (4-26)$$

A restrição (4-24) pode ser reescrita como:

$$\underline{d} \geq dx \quad (4-27)$$

$$\underline{d} \geq dy \quad (4-28)$$

(4-25) se reescreve como:

$$dx \geq x_{\text{orig}(k)} - x_{\text{dest}(k)} \quad (4-29)$$

$$dx \geq x_{\text{dest}(k)} - x_{\text{orig}(k)} \quad (4-30)$$

E, finalmente, (4-26) se substitui por:

$$dy \geq y_{orig(k)} - y_{dest(k)} \quad (4-31)$$

$$dy \geq y_{dest(k)} - y_{orig(k)} \quad (4-32)$$

O problema simplificado de planejamento da rede de integração apresentado na seção 4.2 é então reescrito como:

$$\text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} C_k \cdot z_k \quad (4-33)$$

s. a

$$-\bar{F}_k \cdot w_k \leq f_k \leq \bar{F}_k \cdot w_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-34)$$

$$\text{Pot}_i + \sum_{k \in \Omega_c | \text{dest}(k)=i} f_k - \sum_{k \in \Omega_c | \text{orig}(k)=i} f_k = \text{dem}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-35)$$

$$d_k - z_k \leq M \cdot (1 - w_k) \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-36)$$

$$z_k - d_k \leq M \cdot (1 - w_k) \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-37)$$

$$d_k = \alpha \cdot \bar{d}_k + (1 - \alpha) \cdot \underline{d}_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-38)$$

$$\bar{d}_k = dx_k + dy_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-39)$$

$$\underline{d}_k \geq dx_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-40)$$

$$\underline{d}_k \geq dy_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-41)$$

$$dx_k \geq x_{orig(k)} - x_{dest(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-42)$$

$$dx_k \geq x_{dest(k)} - x_{orig(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-43)$$

$$dy_k \geq y_{orig(k)} - y_{dest(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-44)$$

$$dy_k \geq y_{dest(k)} - y_{orig(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-45)$$

$$0 \leq \text{dem}_i \leq \overline{\text{Dem}}_i \cdot u_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-46)$$

$$u_i \leq \sum_{k \in \Omega_c | (\text{orig}(k)=i \text{ ou } \text{dest}(k)=i)} w_k \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-47)$$

$$f_k \in \mathbb{R} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-48)$$

$$z_k, d_k, \bar{d}_k, \underline{d}_k, dx_k, dy_k \in \mathbb{R}^+ \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-49)$$

$$x_i, y_i \in \mathbb{R} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-50)$$

$$w_k \in \{0,1\} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-51)$$

$$u_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-52)$$

Este problema pode ser resolvido por técnicas tradicionais de Programação Linear Inteira Mista [10], presentes nos softwares de otimização comerciais [13].

4.4

O problema com custo por quilômetro por fluxo para os condutores

O problema (4-33)-(4-51) formulado na seção anterior apresenta unicamente o custo por quilômetro dos condutores utilizados em cada circuito. Na realidade, o custo por quilômetro de cada condutor depende do fluxo máximo que comporta. Suponha que este custo por quilômetro seja uma função linear do fluxo máximo. A formulação do problema anterior, com apenas um condutor candidato para o circuito que conecta quaisquer dois nós da rede candidata, permanece idêntica, mudando apenas a função objetivo (4-33) para:

$$\text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} C_k \cdot z_k \cdot \bar{F}_k \quad (4-53)$$

O coeficiente C_k é agora expresso em reais por quilômetro por MW de capacidade do condutor k .

Na vida real, existe um conjunto de condutores disponíveis para uso nas LTs e não apenas um tipo de condutor para cada conexão. A representação do problema deve ser então estendida para a escolha não somente se haverá uma LT conectando cada par de nós da rede, mas também de qual condutor será utilizado em cada circuito. Esta extensão pode ser obtida de maneira direta considerando a existência de múltiplos circuitos candidatos, cada um deles com uma capacidade máxima de fluxo, conectando cada par de nós, como ilustrado na Figura 4-6.

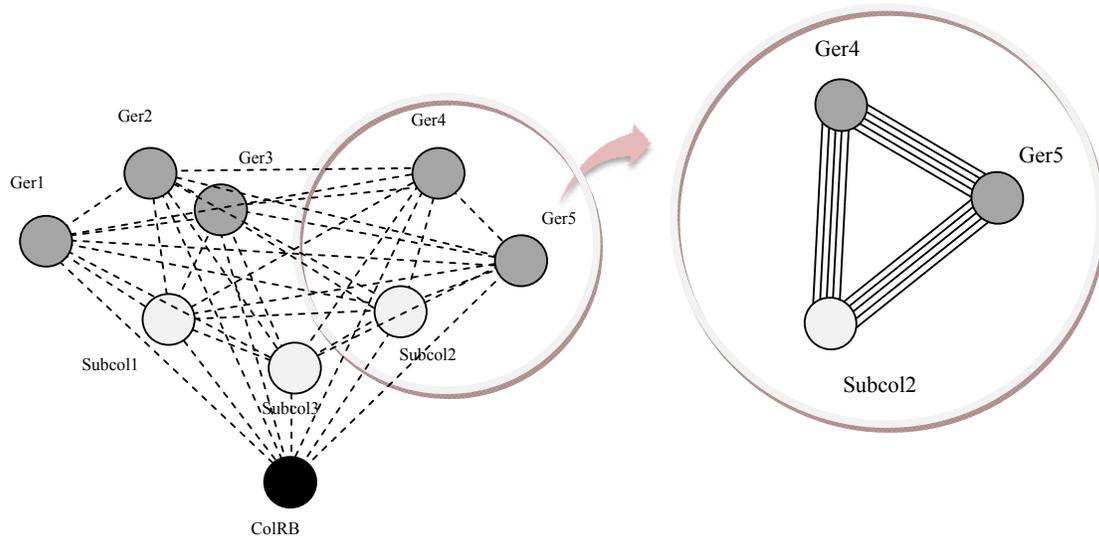


Figura 4-6 – Representação de múltiplos condutores candidatos como circuitos paralelos

A formulação matemática (4-33)-(4-51) segue válida nesta situação. No entanto, na prática, haverá apenas uma LT entre dois nós⁹, a qual usará um dos condutores disponíveis e terá, conseqüentemente, uma dada capacidade máxima de fluxo. Em outras palavras, apenas um dos múltiplos circuitos em paralelo será utilizado e esta restrição pode ser escrita como:

$$(4-54)$$

4.5 A garantia da estrutura em árvore

Note que a introdução no problema de limites de fluxo nos circuitos capazes de restringir o transporte de energia por alguns caminhos da rede já não garante mais que a solução do problema terá uma forma em árvore. Por exemplo, a solução apresentada na Figura 4-7 é uma solução factível de se obter para o

⁹ Não estamos considerando critérios de confiabilidade para os circuitos, os quais poderiam impor a necessidade de existência de circuitos em paralelo.

problema ilustrado inicialmente na Figura 4-2, quando há circuitos candidatos com limite de fluxo.

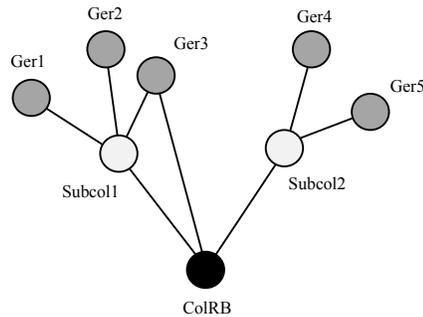


Figura 4-7 – Topologia com *loop*

Desta forma, passa a ser necessária a adição de restrições adicionais ao problema que garantam que a rede ótima terá forma em árvore. Mais que isso, deve garantir explicitamente que as folhas da árvore são geradores e que as raízes são coletoras da Rede Básica. Visto de outra forma, rede ótima deve apresentar uma estrutura de concentração (ou coleta) de fluxos em uma quantidade menor (ou pelo menos igual) de circuitos quando se caminha no sentido geradores → coletoras da Rede Básica.

Para resolver este inconveniente, vamos desmembrar cada variável binária w_k em duas outras variáveis binárias: w_k^{pos} e w_k^{neg} , onde w_k^{pos} estará associada ao fluxo no sentido $orig(k) \rightarrow dest(k)$ enquanto que w_k^{neg} estará associada ao fluxo no sentido $dest(k) \rightarrow orig(k)$. Por exemplo, se $w_k^{pos} = 0$ significa que não haverá fluxo no circuito k no sentido $orig(k) \rightarrow dest(k)$; caso contrário, este fluxo será permitido.

Para cada nó da rede (intermediário ou não), os circuitos candidatos se conectam a ele terão as variáveis binárias apresentadas no exemplo da Figura 4-8:

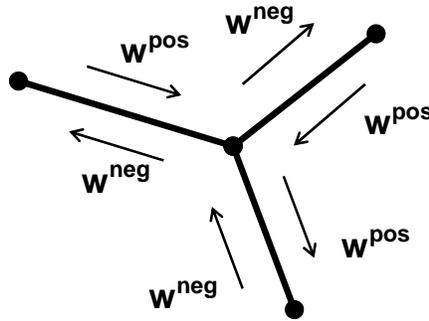


Figura 4-8 – Exemplo de variáveis adicionais para restrição de saída única em cada nó da rede

Agora é possível incluir, para cada nó da rede, um conjunto de restrições garantindo que somente haverá saída de fluxo por um único circuito dentre todos a ele conectados. Estas restrições se escrevem como:

$$\sum_{k \in \Omega_c | \text{orig}(k)=i} w_k^{pos} + \sum_{k \in \Omega_c | \text{dest}(k)=i} w_k^{neg} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-55)$$

$$-\bar{F}_k \cdot w_k^{neg} \leq f_k \leq \bar{F}_k \cdot w_k^{pos} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-56)$$

$$w_k^{pos} + w_k^{neg} = w_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-57)$$

$$w_k^{pos}, w_k^{neg} \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-58)$$

A restrição de limite de fluxo (4-56) substitui (4-34) na formulação do problema. Observe que (4-55)-(4-58) limitam que cada nó terá um único circuito de saída de fluxo, mas não impõe qualquer restrição ao número de circuitos que injetam fluxo neste nó.

Como os fluxos devem obrigatoriamente sair dos nós que representam os geradores e entrar nos nós que representam coletoras da Rede Básica – nunca no sentido oposto –, restrições do tipo (4-59) podem ser consideradas com o objetivo de melhorar a formulação.

$$w_k^{neg} = 0 \quad \forall k \in \Omega_c | \text{Pot}(\text{orig}(k)) > 0 \text{ ou } \overline{\text{Dem}}_{\text{dest}(k)} > 0 \quad (4-59)$$

Isto será válido se todos os circuitos $k1$ candidatos conectados ao nó i que representa um gerador tiverem como definição $i = \text{orig}(k1)$. Analogamente,

todos os circuitos k_2 candidatos conectados ao nó j que representa uma coletora da Rede Básica devem ter como definição $j = \text{dest}(k_2)$.

4.6

Formulação alternativa aos circuitos candidatos em paralelo

A formulação do problema com a consideração de múltiplos circuitos em paralelo representando os distintos condutores disponíveis faz crescer significativamente o número de variáveis inteiras no problema (crescimento linear com o número de condutores). Além disto, durante a solução do problema com técnicas de Programação Linear-Inteira Mista envolvendo Branch & Bound [10], esta formulação apresentará relaxações lineares com um número grande de variáveis binárias com valores fracionários, o que resulta em *Lower Bounds* fracos conjuntamente com a necessidade de exploração de um número muito grande de nós da árvore do Branch & Bound. Isto torna a convergência do método de busca pela solução ótima muito lenta em casos realistas.

Uma modelagem alternativa àquela que usa circuitos em paralelo seria considerar que os condutores se ajustam ao fluxo no circuito. Ou seja, para um determinado fluxo f em um circuito qualquer, poderíamos utilizar um condutor cuja capacidade máxima de fluxo é exatamente igual a f . Seria como se houvesse uma quantidade infinita de condutores disponíveis, os quais formariam uma função contínua de capacidades, em contraste aos limites discretos de capacidade existentes na vida real.

Conhecidos os custos por quilômetro e capacidades dos diversos condutores disponíveis, é possível construir a função discreta do custo dos cabos em função do fluxo. A Figura 4-9 ilustra esta função, que tem forma de escada, bem como a regressão linear para ela. Esta regressão linear corresponde a um condutor equivalente que possui um custo fixo (dado pelo intercepto da reta com o eixo do custo, denominado CF_{cir_k}) e um custo por quilômetro variável – linearmente – com o fluxo (dado pelo coeficiente linear da reta, denominado CV_{cir_k}).

Por meio da consideração do condutor equivalente, com custo fixo mais custo por quilômetro por fluxo, é possível abandonar a representação do problema que utiliza diversos circuitos em paralelo e voltar à formulação que utiliza um

único circuito candidato (que será dado pelo condutor equivalente) conectando quaisquer dois nós da rede.

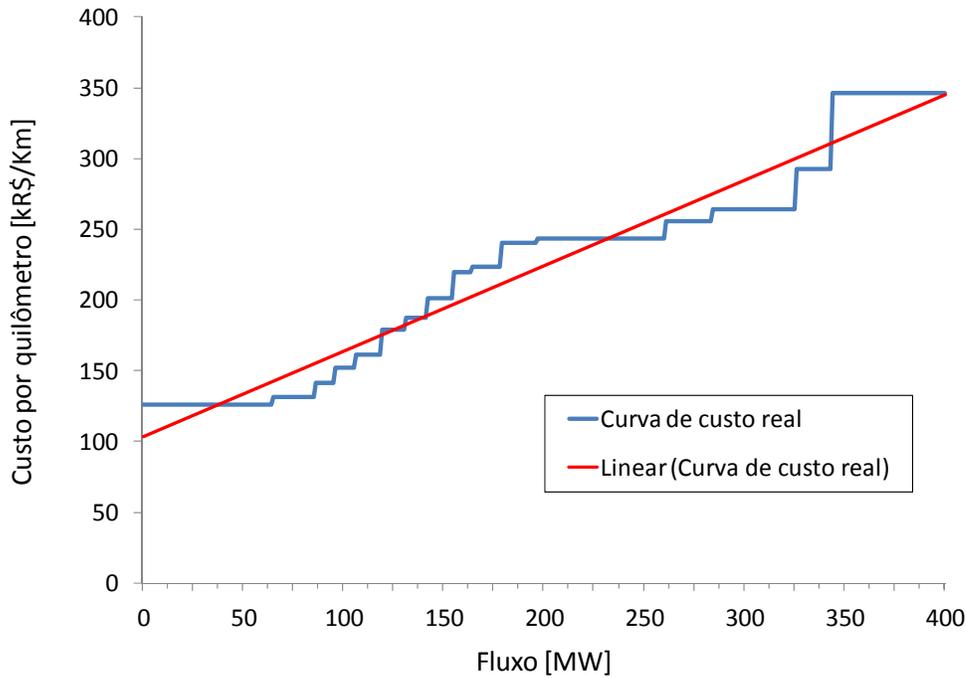


Figura 4-9 – Custo dos condutores em função da capacidade máxima de fluxo e respectiva regressão linear

O uso do condutor equivalente é um artifício de aproximação empregado com o objetivo de evitar as dificuldades de solução provenientes da formulação Linear Inteira com os vários circuitos em paralelo.

Nesta nova formulação usando uma regressão linear para a função discreta de custo em função do fluxo, a função objetivo (4-53) passa a ser escrita como:

$$\text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} (CV_{\text{cir}_k} \cdot |f_k| + CF_{\text{cir}_k} \cdot w_k) \cdot z_k \quad (4-60)$$

Como já feito anteriormente, a função módulo do fluxo ($|f_k|$ ou f_{abs_k}) pode ser desmembrada em duas restrições:

$$f_{\text{abs}_k} \geq f_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-61)$$

$$f_{\text{abs}_k} \geq -f_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-62)$$

$$f_{\text{abs}_k} \in \mathbb{R}^+ \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-63)$$

A nova função objetivo (4-60) apresenta a multiplicação das variáveis de decisão z_k pelas variáveis f_{abs_k} e w_k o que torna o problema não-linear e não convexo. O problema, que era Linear Inteiro Misto, torna-se Não-Linear Inteiro Misto, o que traz dificuldades para a solução do problema, como a não garantia de otimalidade (mínimos locais). Os principais softwares de otimização comerciais, como o Xpress [13], que foi empregado neste trabalho, permitem resolver este tipo de problema, sem a garantia de otimalidade.

Do ponto de vista prático, ao se testar as duas opções de formulação (circuitos em paralelo com PLIM contra condutor único equivalente com PNLIM) para resolver diversas instâncias, observou-se que a representação com condutor equivalente é bastante mais eficiente em termos de busca pela solução ótima. O inconveniente da possibilidade de mínimos locais pode ser contornada de maneira aceitável adotando-se uma estratégia que envolve a interação entre o planejador da rede e a ferramenta (modelo matemático) de planejamento:

1. Resolver o problema;
2. Analisar a solução ótima e seu custo;
3. Proibir a solução encontrada em (2) e voltar a (1).

A repetição destes passos por quantas vezes se julgar conveniente, garante ao planejador da rede um maior conhecimento sobre como a topologia da rede impacta em seu custo total. Com isto ele consegue de maneira fácil ganhar sensibilidade sobre os custos da rede e selecionar a configuração de menor custo ou que atenda algum outro critério ou combinação de critérios.

Nem sempre a rede de menor custo técnico é a mais barata de se construir. Por exemplo, questões ambientais – não contabilizadas – podem facilmente tornar uma configuração matematicamente ótima em uma opção menos atraente. Isto reforça ainda mais o fato de que a interação entre o planejador e o modelo matemático é fundamental para o processo decisório e torna a abordagem proposta atraente. É importante frisar neste ponto que o fato de se adotar uma estratégia que não é apenas a de usar uma ferramenta tipo “caixa preta”, a qual daria diretamente a solução ótima para o problema, de forma alguma fere a alguns princípios fundamentais, como transparência, isenção e reprodutibilidade de resultados, esperados quando se aplica um modelo matemático em um problema de planejamento.

Outro ponto interessante é que, uma vez obtida uma solução para o problema (que consiste na topologia, na decisão de uso de subestações subcoletoras, no posicionamento das mesmas e nos fluxos em cada circuito) utilizando-se a aproximação decorrente da consideração do condutor equivalente (usando no problema os coeficientes obtidos a partir da regressão da função de custo dos condutores), é possível voltar aos condutores originais com limite de capacidade discretos e, por simples inspeção, determinar qual deles deve ser empregado. A metodologia de solução passa ter duas fases:

- (a) Resolve-se o problema com a aproximação linear para a função discreta de custo dos condutores;
- (b) A partir dos valores de fluxo em cada circuito na solução aproximada, determina-se, por inspeção, qual o condutor real candidato deve ser utilizado, obtendo-se a solução real e atualizando-se o custo total da rede.

4.7

A inclusão dos custos das entradas de linha

Como visto na seção 2.2 e exemplificado na Tabela 2-3, além do custo por quilômetro para cada tipo de condutor, a instalação das linhas de transmissão gera um custo adicional correspondente a suas duas entradas de linha, uma em cada extremidade. Este custo é um valor fixo, independente do comprimento do circuito. Assim, a incorporação do custo das entradas de linha de cada circuito faz-se de maneira imediata somando-se este custo ao custo fixo CF_{cir_k} proveniente da regressão linear para obtenção do condutor equivalente.

4.8

O problema com custo fixo das subestações subcoletoras

Consideremos agora que as subestações subcoletoras têm um custo fixo de construção. Isto significa considerar que sempre que um nó que corresponde a uma subcoletora candidata for utilizado haverá um custo fixo extra a ser contabilizado.

Vamos então introduzir no problema a variável sub_i , associada ao subconjunto $\Omega_{sub} \subset \Omega_s$, que indicará se a subestação i é construída ou não (se i

for construída então $sub_i = 1$; caso contrário, $sub_i = 0$). Note que um nó intermediário candidato i , ao qual sub_i está associado, será construído sempre que ao menos um (na verdade, ao menos dois) dos circuitos candidatos que estejam conectados a i forem construídos. Isto é equivalente à restrição:

$$sub_i \geq w_k \quad \forall i \in \Omega_{sub}, \forall k \in \Omega_c | (\text{orig}(k) = i \text{ ou } \text{dest}(k) = i) \quad (4-64)$$

$$sub_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-65)$$

A variável lógica que indica a construção ou não da subcoletora sub_i não precisa necessariamente ser definida como binária no problema. Isto porque, como haverá um custo fixo associado à construção desta subcoletora, a solução do problema de minimização sempre buscará fazer $sub_i = 0$ quando a construção da mesma não for economicamente atraente. Em outras palavras, se nenhum circuito candidato que se conecta à subcoletora candidata i for selecionado, a restrição (4-64) ficará como $sub_i \geq 0$ e o problema de otimização se encarregará prontamente de fazer $sub_i = 0$ para minimizar o custo da rede. Por outro lado, se há um caminho selecionado que passe por i , então haverá pelo menos uma restrição do tipo $sub_i \geq 1$ e o problema de otimização fará $sub_i = 1$ para minimizar o custo.

A nova função objetivo do problema de otimização com custo fixo de construção das subestações subcoletoras (CF_{sub_i}) é dada por:

$$\text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} (CV_{cir_k} \cdot f_{abs_k} + CF_{cir_k} \cdot w_k) \cdot z_k + \sum_{i \in \Omega_{sub}} CF_{sub_i} \cdot sub_i \quad (4-66)$$

Com a introdução no problema de variáveis de decisão associadas à construção de subcoletoras, algumas restrições adicionais podem ser adicionadas ao problema para tornar sua formulação mais eficiente:

$$\sum_{k \in \Omega_c | (\text{orig}(k)=i \text{ ou } \text{dest}(k)=i)} w_k \geq 3 \cdot sub_i \quad \forall i \in \Omega_{sub} \quad (4-67)$$

$$\sum_{k \in \Omega_c} w_k \geq N_{ger} + \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \quad (4-68)$$

$$sub_i \leq sub_j \quad \forall i, j \in \Omega_{sub} | \quad (4-69)$$

$$(i < j \text{ e } CF_{sub_i} = CF_{sub_j})$$

A restrição (4-67), aplicada a todas as subcoletoras candidatas, reforça o fato de que estas subestações, quando construídas, devem assumir um papel de coletar injeções e não apenas de passagem. Em outras palavras, se uma subcoletora é construída, então pelos menos três circuitos a ela conectados devem ser construídos, nunca apenas dois (que faria dela uma subestação de passagem).

A restrição (4-68) faz uso da observação de que o número de arcos de uma árvore qualquer é maior ou igual ao número de nós (N_{ger} é o número de geradores no problema).

As desigualdades (4-69) são de precedência para o espaço de busca e se aplicam a todas as subcoletoras candidatas que apresentem o mesmo custo fixo de construção. Isto é, quando duas ou mais subcoletoras candidatas têm o mesmo custo fixo, elas são equivalentes (lembre-se que na montagem do problema define-se um número de subcoletoras candidatas e estabelecem-se todas as conexões entre todos os nós, portanto há muita simetria na rede em relação a estas subestações) e podemos arbitrar uma ordem de escolha: primeiro a de maior índice i , depois a de segundo maior índice i e assim por diante.

4.9

O problema com custo variável das subestações subcoletoras em função do número de conexões

Além do custo fixo de construção, as subestações subcoletoras apresentam ainda um custo variável em função do número de *bays* que possuem. Dito de outra forma, o número de conexões em uma subcoletora determinará o espaço físico ocupado por ela: quanto mais conexões, mais cara será esta subestação. Como exemplificado pela tabela Tabela 2-4, os custos dos diferentes tipos de subestações subcoletoras são dados em função do número de conexões (*bays*).

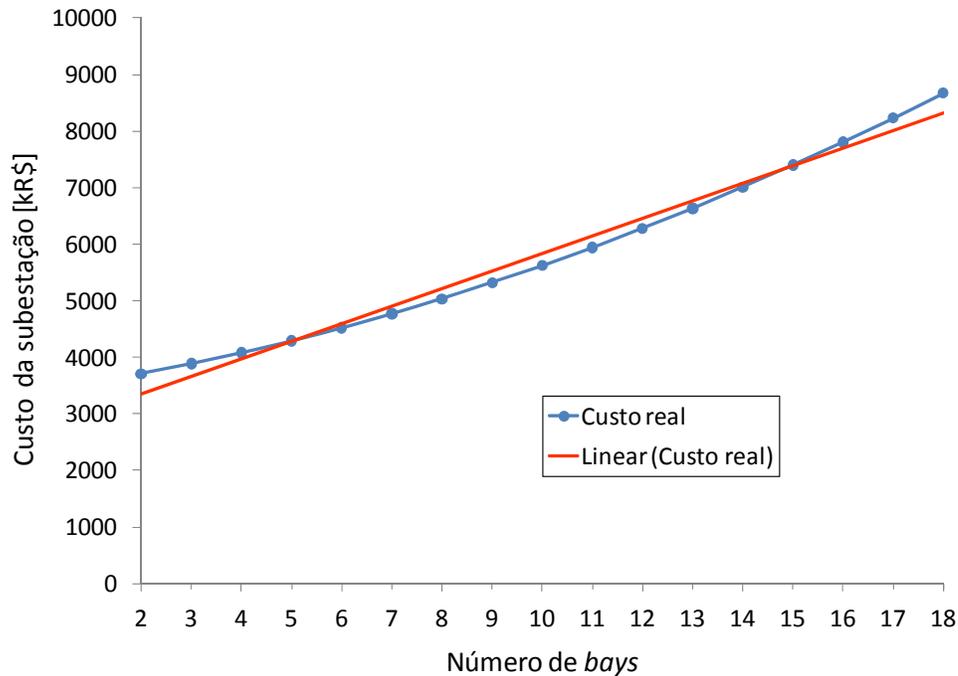


Figura 4-10 – Custo das subestações em função do número de bays e respectiva regressão linear

A partir destes dados, de forma análoga ao que foi feito para se obter as parcelas fixa e variável do custo do condutor equivalente, é possível obter, através de uma regressão linear nos dados, o custo fixo de construção da subcoletora (CF_{sub_i}) e também seu custo variável em função do número de conexões (CV_{sub_i}), como ilustrado na Figura 4-10.

Para a consideração da parcela de custo variável das subcoletoras (CV_{sub_i}) basta incluirmos um termo adicional na função objetivo do problema, passando a mesma de (4-66) para (4-70):

$$\begin{aligned}
 \text{Min } & \sum_{k \in \Omega_c} (CV_{cir_k} \cdot f_{abs_k} + CF_{cir_k} \cdot w_k) \cdot z_k + & (4-70) \\
 & \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \cdot CF_{sub_i} + \\
 & \sum_{i \in \Omega_{sub}} CV_{sub_i} \cdot \sum_{k \in \Omega_c | (orig(k)=i \text{ ou } dest(k)=i)} w_k
 \end{aligned}$$

Para cada subcoletora i , o termo $\sum_{k \in \Omega_c | (\text{orig}(k)=i \text{ ou } \text{dest}(k)=i)} W_k$ indica o número de circuitos que a ela se conectam. Portanto, este termo é exatamente o número de *bays* que cada subcoletora – se construída – terá.

Assim como explicado para o caso da aproximação decorrente da consideração do condutor equivalente, é também possível, uma vez resolvido o problema usando o custo linearizado para as subestações subcoletoras, identificar por inspeção o número de conexões em cada subcoletora e com isto determinar seu custo real considerando a função original de custo por quantidade de *bays*. Esta parte, juntamente com a inspeção dos fluxos para determinar o condutor real em cada circuito, faria também parte da fase (b) da metodologia de solução apresentada na seção 4.6.

4.10

O problema com custo das subestações de transformação

Consideremos agora que cada nó da rede está associado a um nível de tensão. Temos, portanto, uma estrutura $Tens(i)$ que indica o nível de tensão de cada nó i da rede (seja gerador, subcoletora candidata ou coletora da Rede Básica).

Como introduzido na seção 2.5, quando dois nós de níveis de tensão distintos se conectam, significa implicitamente que há elevação de tensão entre eles e, portanto, fisicamente uma subestação de transformação será construída entre estes nós. A subestação de transformação construída entre dois nós deverá ser do mesmo nível de tensão que o nó de baixa tensão. Ou seja, se há uma conexão na rede entre um nó cuja tensão é de 138 kV e outro cuja tensão é de 230 kV, a subestação de transformação que deve ser construída entre eles é de 138 kV.

Como também já dito na seção 2.5, o custo das subestações de transformação varia com o seu nível de tensão e é função do número de *bays*, como ocorre com as subestações subcoletoras.

Para representar a construção das subestações de transformação, assim como feito para as subcoletoras candidatas, vamos introduzir a variável binária $trans_{i,t}$, que indicará se será construída uma subestação de nível de tensão t associada ao nó i . Esta subestação irá acomodar os transformadores que elevarão a tensão de

um nível t para o nível $Tens(i)$ (se $trans_{i,t}$ for construída, então $trans_{i,t} = 1$; caso contrário, $trans_{i,t} = 0$).

Observe que a condição para a construção de uma subestação de transformação associada ao nó i , para acomodar os transformadores que elevarão a tensão de um nível t para o nível $Tens(i)$, é existir ao menos uma conexão entre i e um outro nó qualquer de tensão t (sendo $t < Tens(i)$). Matematicamente, teremos:

$$trans_{i,t} \geq w_k \quad \forall i \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_c \{ \text{dest}(k) = i \text{ e } Tens(i) \neq Tens(\text{orig}(k)) = t \} \quad (4-71)$$

Para que a restrição (4-71) seja de fato válida, é obrigatória a adoção da seguinte convenção:

$\forall k \in \Omega_c$, conectando as barras i e j :

- se $Tens(i) < Tens(j) \Rightarrow \text{orig}(k) = i$ e $\text{dest}(k) = j$
- se $Tens(i) > Tens(j) \Rightarrow \text{orig}(k) = j$ e $\text{dest}(k) = i$
- se $Tens(i) = Tens(j) \Rightarrow$ não importa quem é $\text{orig}(k)$ e quem é $\text{dest}(k)$

Esta convenção está baseada no fato de o fluxo na rede de integração seguir necessariamente no sentido de menor nível de tensão para o de maior nível de tensão.

É inclusive possível tirar proveito desta informação para adicionar mais uma restrição válida que restringe o espaço de busca de solução:

$$w_k^{\text{neg}} = 0 \quad \forall k \in \Omega_c \{ Tens(\text{orig}(k)) < Tens(\text{dest}(k)) \} \quad (4-72)$$

Com a restrição (4-72) proíbem-se explicitamente os fluxos no sentido $\text{dest}(k) \rightarrow \text{orig}(k)$ (do nó de maior nível de tensão para o nó de menor tensão) quando estes dois nós tiverem tensões diferentes.

Voltando à questão dos custos das subestações de transformação, uma vez que se conhece a variável lógica que indica a construção ou não de uma subestação de transformação associada ao nó i , para acomodar os transformadores que elevarão a tensão de um nível t para o nível $Tens(i)$, basta modificarmos a função objetivo (4-70) de forma a incluir o custo correspondente, de maneira

análoga ao feito para o custo das subcoletoras candidatas. Associada a cada subestação de transformação haverá um custo fixo de construção (CF_{tran_t}) e um custo variável em função do número de *bays* (CV_{tran_t}), tal qual visto para as subcoletoras.

A parcela da função objetivo associada ao custo variável de construção das subcoletoras em função do número de *bays* que apresentem, escrita em (4-70) como $\sum_{i \in \Omega_{sub}} CV_{sub_i} \cdot \sum_{k \in \Omega_c | (orig(k)=i \text{ ou } dest(k)=i)} W_k$, deverá agora considerar todas as conexões possíveis levando em conta a diferenciação entre circuitos provenientes de nós de mesmo nível de tensão e de nós de níveis de tensão diferentes.

Para cada subcoletora i , a obtenção do número de conexões provenientes de nós de nível de tensão diferente do de i é exatamente igual ao número de subestações de transformação $trans_{i,t}$ construídas. Ou seja, se vários circuitos conectam nós de nível de tensão $t1$ à subcoletora candidata i , eles se concentram na subestação de transformação de i que elevará a tensão do nível $t1$ ao nível $Tens(i)$ e haverá uma conexão associada a $trans_{i,t1}$ (se $trans_{i,t1} = 1$ conta-se uma conexão; caso contrário, esta subestação de transformação não é construída e, portanto, não se contabiliza a conexão de i com nós de nível de tensão $t1$). De forma análoga, se vários circuitos conectam nós de nível de tensão $t2$ à subcoletora candidata i , eles se concentram na subestação de transformação de i que elevará a tensão do nível $t2$ ao nível $Tens(i)$ e haverá uma conexão associada a $trans_{i,t2}$. E assim por diante. O número de conexões deste tipo associadas à subcoletora i será então dado por $\Delta_i = \sum_{t \in \Omega_t} trans_{i,t}$, onde Ω_t é o conjunto de todos os níveis de tensão dos equipamentos considerados na rede de integração (ex: 13,8 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV etc).

Para cada subcoletora i , o número de conexões provenientes de nós de mesmo nível de tensão que aquele apresentado em i é dado por $\sum_{k \in \Omega_c | dest(k)=i \text{ e } Tens(orig(k))=Tens(dest(k))} W_k$. Dentre todas as conexões com o nó i que apresentam o mesmo nível de tensão em suas extremidades, além daquelas que têm como nó de destino o nó i , há ainda as que têm i como nó de origem em sua definição. O número de conexões deste tipo é dado por $\sum_{k \in \Omega_c | ori(k)=i \text{ e } Tens(orig(k))=Tens(dest(k))} W_k$. Portanto, o número de conexões com o nó i que apresentam o mesmo nível de tensão em suas extremidades é obtido por

$\sum_{k \in \Omega_c | [ori(k)=i \text{ ou } dest(k)=i] \text{ e } Tens(orig(k))=Tens(dest(k))} w_k$. Para completar o número total de conexões, devemos contabilizar as conexões que têm origem no nó i e que têm como destino um nó j de nível de tensão diferente (maior) do nível de i , totalizando $\sum_{k \in \Omega_c | ori(k)=i \text{ e } Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))} w_k$. Assim, escrevemos o número de conexões que chegam no nó i (sem passar por uma subestação de transformação) ou que saem do nó i como:

$$\begin{aligned} \Psi_i &= \sum_{k \in \Omega_c | [ori(k)=i \text{ ou } dest(k)=i] \text{ e } [Tens(orig(k))=Tens(dest(k))]} w_k \\ &+ \sum_{k \in \Omega_c | [ori(k)=i] \text{ e } [Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))]} w_k \\ &= \sum_{k \in \Omega_c | \left\{ \begin{array}{l} [ori(k)=i \text{ ou } dest(k)=i] \text{ e } [Tens(orig(k))=Tens(dest(k))] \\ \text{ou} \\ [ori(k)=i] \text{ e } [Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))] \end{array} \right\}} w_k \end{aligned}$$

Finalmente, o número de *bays* da subcoletora i é escrito como $\Delta_i + \Psi_i$ e sobre esta soma se aplica o custo variável de construção da subcoletora (CV_{sub_i}), totalizando a parcela $\sum_{i \in \Omega_{sub}} CV_{sub_i} \cdot (\Delta_i + \Psi_i)$.

A função objetivo (4-70) é modificada por (4-73) de forma a levar em conta a existência de subestações de transformação no cálculo do número de conexões para fins de obtenção do custo variável de construção de cada subcoletora:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{k \in \Omega_c} (CV_{cir_k} \cdot f_{abs_k} + CF_{cir_k} \cdot w_k) \cdot z_k & \quad (4-73) \\ + \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \cdot CF_{sub_i} \\ + \sum_{i \in \Omega_{sub}} CV_{sub_i} \cdot (\Delta_i + \Psi_i) \end{aligned}$$

Onde:

$$\Delta_i = \sum_{t \in \Omega_t} trans_{i,t} \quad (4-74)$$

$$\Psi_i = \sum_{k \in \Omega_c} w_k \quad (4-75)$$

$$\{[\text{orig}(k)=i \text{ ou } \text{dest}(k)=i] \text{ e } [\text{Tens}(\text{orig}(k))=\text{Tens}(\text{dest}(k))]\}$$

$$\text{ou}$$

$$\{[\text{orig}(k)=i] \text{ e } [\text{Tens}(\text{orig}(k)) \neq \text{Tens}(\text{dest}(k))]\}$$

$$\text{trans}_{i,t} \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s, \forall t \in \Omega_t \quad (4-76)$$

Sendo:

Ω_t Conjunto de todos os níveis de tensão dos equipamentos considerados na rede de integração (ex: 13,8 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV etc).

Falta ainda a incorporação da parcela referente aos custos com a construção das subestações de transformação associadas a cada subcoletora: custo fixo (CFtran_t) e custo variável (CVtran_t).

A parcela de custo fixo se aplica sempre que for construída uma subestação de transformação associada ao nó i e que eleve¹⁰ a tensão do nível t ao nível Tens(i), para todo nível de tensão t presente na rede de integração. A construção desta subestação é dada pela variável $\text{trans}_{i,t}$ e, portanto, a parcela referente ao custo fixo de construção das subestações de transformação associadas à subcoletora i é obtida através de $\sum_{t \in \Omega_t | t < \text{Tens}(i)} \text{trans}_{i,t} \cdot \text{CFtran}_t$.

Já a parcela variável de custo da subestação de transformação se obtém contabilizando o seu número de conexões. Existe uma conexão da subestação de transformação de nível t à subcoletora i a qual está associada, dada pela variável $\text{trans}_{i,t}$ (se $\text{trans}_{i,t} = 1$ então há esta conexão; caso contrário, esta conexão não existe). Além desta conexão, devemos contar todas as conexões que têm como nó de destino a subcoletora i e são provenientes de nós de níveis de tensão inferior a Tens(i), o que significa que, na verdade, se conectam a uma subestação de transformação da subcoletora i , e não a i diretamente. Para cada nível de tensão t existente na rede, este número é dado por $\sum_{k \in \Omega_c | \text{Tens}(\text{orig}(k))=t \text{ e } \text{dest}(k)=i} w_k$. O número de conexões da subestação de transformação associada à variável $\text{trans}_{i,t}$ será, portanto, $\Phi_{i,t} = \text{trans}_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_c | \text{Tens}(\text{orig}(k))=t \text{ e } \text{dest}(k)=i} w_k$. Isto significa que o custo com o número de *bays* da subestação de transformação associada a variável $\text{trans}_{i,t}$ será dado por $\text{CVtran}_t \cdot \Phi_{i,t}$. Somando para todos os diversos

¹⁰ A elevação de tensão significa que $t < \text{Tens}(i)$.

níveis de tensão da rede de integração que são inferiores ao nível $Tens(i)$ da subcoletora i , chegamos ao custo que depende do número de conexões $\sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} CVtran_t \cdot \Phi_{i,t}$.

O custo total das subestações de transformação associadas a cada subcoletora i é definido pela soma da parcela de custo fixo com a parcela de custo variável com o número de conexões. Esta soma é dada por $\sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} trans_{i,t} \cdot CFtran_t + \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} CVtran_t \cdot \Phi_{i,t} = \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} [trans_{i,t} \cdot CFtran_t + CVtran_t \cdot \Phi_{i,t}]$.

A parcela total da rede (isto é, totalizado para todas as subcoletoras) referente aos custos com a construção das subestações de transformação pode ser então escrita como $\sum_{i \in \Omega_s} \{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} [trans_{i,t} \cdot CFtran_t + CVtran_t \cdot \Phi_{i,t}] \}$. Acrescentando este novo termo à (4-73), a função objetivo do problema passa a incorporar o custo das subestações de transformação e se escreve como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{k \in \Omega_c} (CVcir_k \cdot z_k \cdot f_abs_k + CFcir_k \cdot w_k) & (4-77) \\ & + \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \cdot CFsub_i \\ & + \sum_{i \in \Omega_{sub}} CVsub_i \cdot (\Delta_i + \Psi_i) \\ & + \sum_{i \in \Omega_s} \left\{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} [trans_{i,t} \cdot CFtran_t + CVtran_t \cdot \Phi_{i,t}] \right\} \end{aligned}$$

Onde:

$$\Phi_{i,t} = trans_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_c | Tens(orig(k))=t \text{ e } dest(k)=i} w_k \quad (4-78)$$

4.11

A consideração dos custos dos transformadores

Os transformadores, instalados nas subestações de transformação da rede de integração, têm um perfil de custo semelhante aos condutores: seu custo varia de

acordo com a capacidade máxima de fluxo que comporta, como exemplificado na Tabela 2-6. Além disso, há diferentes transformadores, um para cada conversão de tensão (de 13,8 kV para 138 kV, de 138 kV para 230 kV etc). Cada um deles apresenta também um custo distinto em função da capacidade. A Figura 4-11 apresenta um exemplo destes custos em função do fluxo comportado para transformadores 13,8 kV/138 kV.

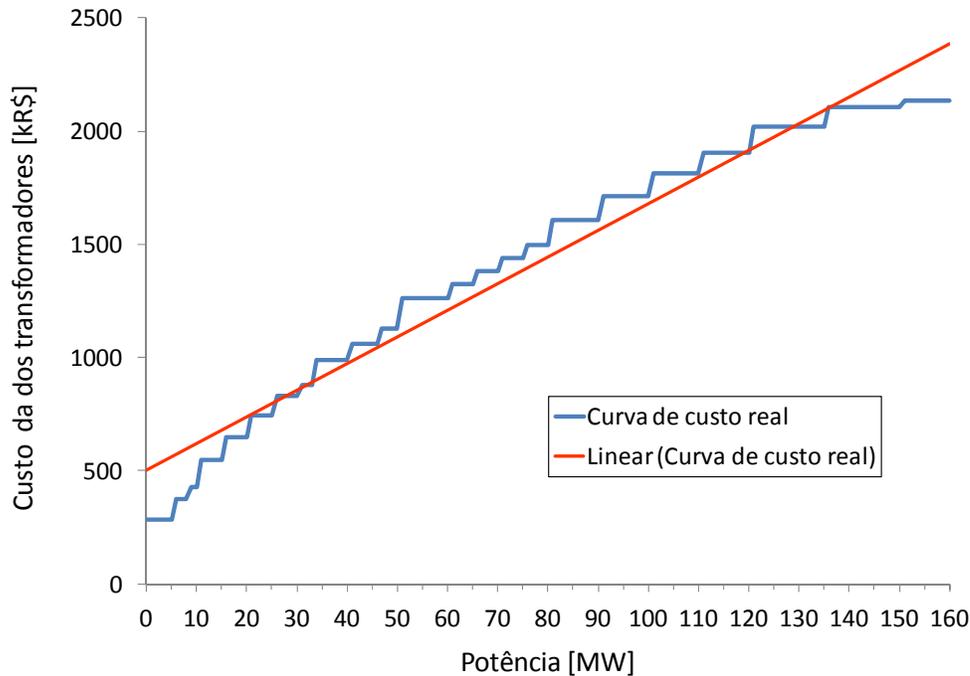


Figura 4-11 – Custo dos transformadores 13,8 kV/138 kV em função da capacidade máxima de fluxo

Novamente é possível ajustar uma regressão linear aos dados de custos dos transformadores obtendo, para cada tipo de transformador (tensão de baixa/tensão de alta), um custo fixo de instalação, $CF_{trafo_{t1,t2}}$, e um custo variável em função do fluxo, $CV_{trafo_{t1,t2}}$, onde $t1$ e $t2$ são as tensões de baixa e alta do transformador, respectivamente.

Para incluir estes custos de transformadores à formulação do problema não é necessária a inclusão de nenhuma nova variável de decisão ou restrição, apenas modificar a função objetivo (4-77) para:

$$\begin{aligned}
\text{Min } & \sum_{k \in \Omega_c} (CVcir_k \cdot f_{abs_k} + CFcir_k \cdot w_k) \cdot z_k & (4-79) \\
& + \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \cdot CFsub_i \\
& + \sum_{i \in \Omega_{sub}} CVsub_i \cdot (\Delta_i + \Psi_i) \\
& + \sum_{i \in \Omega_s} \left\{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} [trans_{i,t} \cdot CFtran_t + CVtran_t \cdot \Phi_{i,t}] \right\} \\
& + \sum_{i \in \Omega_s} \left\{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} trans_{i,t} \cdot CFtrafo_{t,Tens(i)} \right\} \\
& + \sum_{\substack{k \in \Omega_c \\ Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))}} CVtrafo_{Tens(orig(k)),Tens(dest(k))} \cdot f_{abs_k}
\end{aligned}$$

A penúltima parcela de (4-79), $\sum_{i \in \Omega_s} \left\{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} trans_{i,t} \cdot CFtrafo_{t,Tens(i)} \right\}$, está associada ao custo fixo dos transformadores: sempre que se conectam nós de diferentes níveis de tensão, é construída uma subestação de transformação (associada à variável $trans_{i,t}$) e nela se instala um transformador. Assim, se $trans_{i,t} = 1$, acrescenta-se o custo fixo do transformador.

Finalmente, o custo variável do transformador em função do fluxo (na formulação, o fluxo efetivo e não o máximo) corresponde à última parcela de (4-79), $\sum_{k \in \Omega_c | Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))} CVtrafo_{Tens(orig(k)),Tens(dest(k))} \cdot f_{abs_k}$.

Os custos das conexões de baixa e alta tensão de cada tipo de transformador (exemplificados na Tabela 2-7) considerado no planejamento podem ser incorporados ao problema de maneira trivial: somando-os ao valor de custo fixo proveniente da regressão linear dos custos.

Assim como explicado para o caso da aproximação decorrente da consideração do condutor equivalente e da função linear para o custo das subcoletoras com respeito ao número de *bays*, adiciona-se mais uma componente (a aproximação linear dos custos dos transformadores) à metodologia de duas fases apresentada na seção 4.6.

Depois de obtida a solução para o problema com as aproximações lineares, verifica-se o fluxo em cada circuito e obtém-se da tabela original de custo dos transformadores seu custo real.

4.12 Custo das perdas na transmissão

Como mencionado na seção 2.2, a resistência de cada condutor permite calcular as perdas ôhmicas na LT. Para um dado fluxo f em MW em uma LT de comprimento d km e resistência r %/km, a perda p também em MW é dada por:

$$p = r \times d \times \left(\frac{f}{100}\right)^2$$

Portanto, a perda em MW por km é dada por:

$$\frac{p}{d} = r \times \left(\frac{f}{100}\right)^2$$

Assumindo um custo de energia em R\$/MWh igual a C_{energia} e um número equivalente de horas por ano de uso dos equipamentos de transmissão igual a H_{equiv} (por exemplo, associado ao número de horas nos meses da safra das usinas de biomassa, ajustado pelo fator de carga dos equipamentos), o custo das perdas em R\$ por km é dado por:

$$C_{\text{perdas_por_km}} = r \times \left(\frac{f}{100}\right)^2 \times C_{\text{energia}} \times H_{\text{equiv}}$$

Definidos C_{energia} e H_{equiv} , como cada condutor disponível tem um valor de resistência r distinto (e conhecido), para um dado fluxo f , cada condutor terá um custo de perdas em R\$ por km também distinto. Se discretizarmos o fluxo f de zero até o limite do condutor de maior capacidade (por exemplo, em intervalos de 1MW), podemos pré-calcular o custo das perdas em R\$ por km para cada discretização de fluxo e para cada condutor disponível.

Esta observação é extremamente útil quando recordamos que cada condutor apresenta um custo por km conhecido e que, como proposto na seção 4.6, a função de custo dos circuitos por km pode ser aproximada por uma função linear do fluxo. Assim, para cada discretização de fluxo f , somamos o custo do condutor em R\$ por km para cada um dos condutores (que comportam o fluxo f , obviamente) com o custo das perdas também em R\$ por km que fora pré-calculado e selecionamos aquele de menor custo total (custo do condutor + custo de perdas):

este será o condutor econômico para um fluxo f . Para ser mais correto, como o custo das perdas se repete a cada ano e o custo do condutor se dá apenas no momento de construção da rede de integração, a soma deve ser feita como: custo das perdas \times fator de recuperação de capital + custo do condutor, com o fator de recuperação de capital dado por:

$$\text{fator de recuperação} = \Gamma \cdot \left[\frac{(\Gamma)^{\text{Nanos}} - 1}{\Gamma - 1} \right]$$

Sendo:

$$\Gamma = \frac{1}{\left(1 + \frac{\text{tx_desc}}{100}\right)}$$

Onde:

tx_desc Taxa de desconto anual em %

Nanos Número de anos para amortização de custos

A função de custo total em R\$ por km (dada pela soma do custo do condutor + custo de perdas \times fator de recuperação de capital) correspondente a cada condutor econômico para cada discretização de fluxo f é então utilizada para a construção da regressão linear proposta na seção 4.6 para a obtenção do custo fixo por km (CF_{cir_k}) e do custo variável por quilômetro por fluxo (CV_{cir_k}), tal qual apresentado na Figura 4-9. Deste ponto em diante, a metodologia segue a mesma.

É interessante notar que as perdas na transmissão, ainda que decorrentes de uma função quadrática do fluxo, não introduz nenhuma dificuldade adicional ao problema. O custo das perdas é trivialmente tratado na preparação dos dados e passa a ser considerado no planejamento da rede de integração de forma natural.

4.13 Formulação completa

O problema completo de planejamento da rede de integração, considerando todos os seus componentes, características e custos, pode ser formulado a partir da consolidação dos desenvolvimentos apresentados nas seções anteriores deste capítulo. O problema de Programação Não-Linear Inteiro Misto completo é então formulado como:

$$\begin{aligned}
\text{Min } & \sum_{k \in \Omega_c} (CVcir_k \cdot f_abs_k + CFcir_k \cdot w_k) \cdot z_k & (4-80) \\
& + \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \cdot CFsub_i \\
& + \sum_{i \in \Omega_{sub}} CVsub_i \cdot (\Delta_i + \Psi_i) \\
& + \sum_{i \in \Omega_s} \left\{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} [trans_{i,t} \cdot CFtran_t + CVtran_t \cdot \Phi_{i,t}] \right\} \\
& + \sum_{i \in \Omega_s} \left\{ \sum_{t \in \Omega_t | t < Tens(i)} trans_{i,t} \cdot CFtrafo_{t,Tens(i)} \right\} \\
& + \sum_{\substack{k \in \Omega_c | \\ Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))}} CVtrafo_{Tens(orig(k)),Tens(dest(k))} \cdot f_abs_k
\end{aligned}$$

s. a

$$-\bar{F}_k \cdot w_k^{neg} \leq f_k \leq \bar{F}_k \cdot w_k^{pos} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-81)$$

$$w_k^{pos} + w_k^{neg} = w_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-82)$$

$$Pot_i + \sum_{k \in \Omega_c | dest(k)=i} f_k - \sum_{k \in \Omega_c | orig(k)=i} f_k = dem_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-83)$$

$$d_k - z_k \leq M \cdot (1 - w_k) \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-84)$$

$$z_k - d_k \leq M \cdot (1 - w_k) \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-85)$$

$$d_k = \alpha \cdot \bar{d}_k + (1 - \alpha) \cdot \underline{d}_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-86)$$

$$\bar{d}_k = dx_k + dy_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-87)$$

$$\underline{d}_k \geq dx_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-88)$$

$$\underline{d}_k \geq dy_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-89)$$

$$dx_k \geq x_{orig(k)} - x_{dest(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-90)$$

$$dx_k \geq x_{dest(k)} - x_{orig(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-91)$$

$$dy_k \geq y_{orig(k)} - y_{dest(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-92)$$

$$dy_k \geq y_{dest(k)} - y_{orig(k)} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-93)$$

$$0 \leq dem_i \leq \overline{Dem}_i \cdot u_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-94)$$

$$u_i \leq \sum_{k \in \Omega_c | (orig(k)=i \text{ ou } dest(k)=i)} w_k \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-95)$$

$$\sum_{k \in \Omega_c | orig(k)=i} w_k^{pos} + \sum_{k \in \Omega_c | dest(k)=i} w_k^{neg} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-96)$$

$$f_{abs_k} \geq f_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-97)$$

$$f_{abs_k} \geq -f_k \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-98)$$

$$sub_i \geq w_k \quad \forall i \in \Omega_{sub}, \forall k \in \Omega_c | (orig(k) = i \text{ ou } dest(k) = i) \quad (4-99)$$

$$w_k^{neg} = 0 \quad \forall k \in \Omega_c | Pot(orig(k)) > 0 \text{ ou } \overline{Dem}_{dest(k)} > 0 \quad (4-100)$$

$$\sum_{k \in \Omega_c | (orig(k)=i \text{ ou } dest(k)=i)} w_k \geq 3 \cdot sub_i \quad \forall i \in \Omega_{sub} \quad (4-101)$$

$$\sum_{k \in \Omega_c} w_k \geq Nger + \sum_{i \in \Omega_{sub}} sub_i \quad (4-102)$$

$$sub_i \leq sub_j \quad \forall i, j \in \Omega_{sub} | (i < j \text{ e } CFsub_i = CFsub_j) \quad (4-103)$$

$$trans_{i,t} \geq w_k \quad \forall i \in \Omega_s, \forall k \in \Omega_c | \{dest(k) = i \text{ e } Tens(i) \neq Tens(orig(k)) = t\} \quad (4-104)$$

$$w_k^{neg} = 0 \quad \forall k \in \Omega_c | Tens(orig(k)) < Tens(dest(k)) \quad (4-105)$$

$$\Delta_i = \sum_{t \in \Omega_t} trans_{i,t} \quad (4-106)$$

$$\Psi_i = \sum_{k \in \Omega_c | \{[orig(k)=i \text{ ou } dest(k)=i] \text{ e } [Tens(orig(k))=Tens(dest(k))]\} \text{ ou } [orig(k)=i] \text{ e } [Tens(orig(k)) \neq Tens(dest(k))]\}} w_k \quad (4-107)$$

$$\Phi_{i,t} = trans_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_c | Tens(orig(k))=t \text{ e } dest(k)=i} w_k \quad (4-108)$$

$$f_k \in \mathbb{R} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-109)$$

$$f_{\text{abs}_k} \in \mathbb{R}^+ \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-110)$$

$$z_k, d_k, \bar{d}_k, \underline{d}_k, dx_k, dy_k \in \mathbb{R}^+ \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-111)$$

$$x_i, y_i \in \mathbb{R} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-112)$$

$$w_k, w_k^{\text{pos}}, w_k^{\text{neg}} \in \{0,1\} \quad \forall k \in \Omega_c \quad (4-113)$$

$$u_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-114)$$

$$\text{sub}_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4-115)$$

$$\text{trans}_{i,t} \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_s, \quad (4-116)$$

$$\forall t \in \Omega_t$$

A implementação desta formulação matemática no software de otimização comercial Xpress, que conta com técnicas para a resolução de problemas Não-Lineares Inteiros Mistos como este (ainda que sem a garantia de otimalidade), permitiu resolver problemas reais de planejamento da rede de integração para usinas de biomassa e PCHs no Brasil, como será apresentado no próximo capítulo.

5 Resultados

5.1 Descrição geral dos casos de estudo

A metodologia descrita nos capítulos anteriores foi aplicada ao planejamento real das redes de integração de futuros empreendimentos de biomassa e PCHs de duas regiões: (i) Mato Grosso do Sul e Goiás e (ii) Minas Gerais.

Para as usinas de Mato Grosso do Sul e Goiás, os dados de posição geográfica e potência máxima injetável de cada usina foram fornecidos pelos empreendedores à EPE. No caso de Minas Gerais, estes dados foram fornecidos à distribuidora CEMIG.

Os dados e custos dos equipamentos disponíveis (LTs, subestações, transformadores etc) para o planejamento das redes de integração da região de Mato Grosso do Sul e Goiás são aqueles apresentados na Base de Dados “Custo de Referência ANEEL” [14] disponibilizada pela própria agência. Estes mesmos dados e custos empregados no planejamento das redes de integração de Minas Gerais foram fornecidos pela CEMIG e também se baseiam na Base de Dados “Custo de Referência ANEEL”.

As coletoras da Rede Básica existentes e futuras disponíveis para conexão das redes de integração, assim como suas respectivas localizações geográficas, foram disponibilizadas pela EPE tanto para a região de Mato Grosso do Sul e Goiás quanto para Minas Gerais.

Nos resultados apresentados, os custos das subestações incluem o custo do Módulo Geral utilizado e o custo da Interligação de Barramento.

5.2 Planejamento das redes de integração para as usinas de Mato Grosso do Sul e Goiás

Um grupo de empreendimentos buscando conexão à Rede Básica encontra-se na região de Mato Grosso do Sul, outro em Goiás e outro na fronteira dos dois estados. Inicialmente apresentaremos os resultados para as usinas na região de Mato Grosso do Sul e depois passaremos às usinas de Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás.

5.2.1 Usinas de Mato Grosso do Sul

A Figura 5-1 apresenta a localização geográfica das usinas na região de Mato Grosso do Sul.



Figura 5-1 – Localização geográfica das usinas de Mato Grosso do Sul

Para iniciar o planejamento da rede de integração, é necessário identificar as coletoras da Rede Básica disponíveis para esta região. A Figura 5-2 apresenta,

além das usinas já apresentadas na Figura 5-1, as coletoras da Rede Básica de 230 kV disponíveis (em verde). A Figura 5-2 torna explícita a divisão das usinas em quatro grupos, cada um associado a uma coletora da Rede Básica: Sidrolândia, Rio Brillhante, Ivinhema e Dourados. Esta observação nos permite então projetar quatro redes de integração de forma separada. Como usina São Fernando se localiza de maneira isolada dos demais geradores, sua única opção é a ligação direta na coletora Dourados, sem a possibilidade de compartilhamento de equipamentos com outros empreendedores. Assim, torna-se desnecessária uma análise de conexão desta usina pela metodologia apresentada nesta tese e, portanto, o resultado de sua integração não será apresentado neste trabalho.



Figura 5-2 – Localização geográfica das usinas de Mato Grosso do Sul e das coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão na região

As três seções a seguir apresentam as conexões planejadas de cada um dos três grupos identificados.

5.2.1.1. Coletora Sidrolândia



Figura 5-3 – Sidrolândia: localização geográfica

Tabela 5-1 – Sidrolândia: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Anhanduí	UTE	100	22° 54' 23" S	54° 33' 10" W
Vale do Vacaria	UTE	100	21° 08' 16" S	54° 44' 39" W
Total		200		

Tabela 5-2 – Sidrolândia: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Sidrolândia 230	230	BD	20° 56' 03" S	54° 57' 17" W

Tabela 5-3 – Sidrolândia: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Sidrolândia 230 kV	Transformador 230/138 kV 225 MVA Trifásico	1	6.297	6.297
	Conexão Transformador 230 kV – BD	1	2.457	2.457
				8.754
SE Sidrolândia 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	3.389	3.389
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV – BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Anhanduí 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Vale do Vacaria 138 kV	1	1.304	1.304
				7.630
UTE Vale do Vacaria 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 100 MVA Trifásico	1	1.715	1.715
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Sidrolândia 138 kV	1	1.136	1.136
				5.062
UTE Anhanduí 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 100 MVA Trifásico	1	1.715	1.715
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Sidrolândia 138 kV	1	1.136	1.136
				5.062
LT	UTE Vale do Vacaria 138 kV - SE Sidrolândia 138 kV - CS - 1x954.0 MCM	36 km	224	8.118
	UTE Anhanduí 138 kV - SE Sidrolândia 138 kV - CS - 1x954.0 MCM	48 km	224	10.780
				18.898
Custo Total				45.406

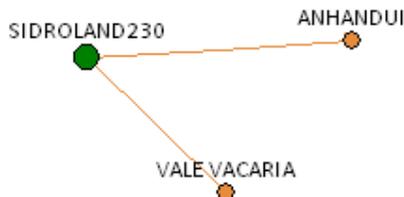


Figura 5-4 – Sidrolândia: diagrama unifilar da rede projetada

5.2.1.2. Coletora Rio Brilhante



Figura 5-5 – Rio Brilhante: localização geográfica

Tabela 5-4 – Rio Brilhante: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Eldorado	UTE	66	21° 51' 52" S	54° 01' 16" W
Santa Luzia I	UTE	87	21° 35' 56" S	54° 14' 50" W
Santa Luzia II	UTE	87	21° 37' 28" S	53° 53' 33" W
Total		240		

Tabela 5-5 – Rio Brilhante: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Rio Brilhante 230	230	BD	21° 29' 53" S	53° 45' 31" W

Tabela 5-6 – Rio Brillhante: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário KR\$	Custo Total KR\$
SE Rio Brillhante 230 kV	Transformador 230/138 kV 150 MVA Trifásico	2	5.053	10.106
	Conexão Transformador 230 kV - BD	2	2.457	4.914
				15.020
SE Rio Brillhante 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	3.195	3.195
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	2	942	1.884
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Santa Luzia II 138 kV	1	1.304	1.304
				7.075
UTE Santa Luzia II 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	2.295	2.295
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Transformador 138/13,8 kV 90 MVA Trifásico	1	1.610	1.610
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Santa Luzia I 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Eldorado 138 kV	1	1.304	1.304
Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Rio Brillhante 138 kV	1	1.304	1.304	
				9.673
UTE Santa Luzia I 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 90 MVA Trifásico	1	1.610	1.610
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - UTE Santa Luzia II 138 kV	1	1.136	1.136
				4.957
UTE Eldorado 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 70 MVA Trifásico	1	1.383	1.383
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - UTE Santa Luzia II 138 kV	1	1.136	1.136
				4.730
LT	UTE Santa Luzia I 138 kV - UTE Santa Luzia II 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	41 km	187	7.700
	UTE Eldorado 138 kV - UTE Santa Luzia II 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	33 km	161	5.298
	UTE Santa Luzia II 138 kV - SE Rio Brillhante 138 kV - CS - 2x900.0 MCM	22 km	292	6.400
				19.398
Custo Total				60.853



Figura 5-6 – Rio Brilhante: diagrama unifilar da rede projetada

5.2.1.3.

Coletora Ivinhema



Figura 5-7 – Ivinhema: localização geográfica

Tabela 5-7 – Ivinhema: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Amandina	UTE	53	22° 26' 04" S	53° 34' 44" W
Cerona	UTE	104	22° 18' 32" S	53° 20' 34" W
Ivinhema	UTE	53	22° 23' 47" S	53° 53' 25" W
Terra Verde	UTE	90	22° 18' 26" S	53° 29' 59" W
Total		300		

Tabela 5-8 – Ivinhema: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Ivinhema 230	230	BD	22° 22' 41" S	53° 34' 49" W

Tabela 5-9 – Ivinhema: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Ivinhema 230 kV	Transformador 230/138 kV 225 MVA Trifásico	2	6.297	12.594
	Conexão Transformador 230 kV - BD	2	2.457	4.914
				17.508
SE Ivinhema 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	3.830	3.830
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	2	942	1.884
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Ivinhema 138 kV	1	1.304	1.304
				7.710
UTE Cerona 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 110 MVA Trifásico	1	1.814	1.814
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Ivinhema 138 kV	1	1.136	1.136
				5.161
UTE Terra Verde 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 90 MVA Trifásico	1	1.610	1.610
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Ivinhema 138 kV	1	1.136	1.136
				4.957
UTE Amandina 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 60 MVA Trifásico	1	1.260	1.260
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Ivinhema 138 kV	1	1.304	1.304
				4.775
UTE Ivinhema 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 60 MVA Trifásico	1	1.260	1.260
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Amandina 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Cerona 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Terra Verde 138 kV	1	1.304	1.304
Entrada de linha 138 kV - BS - SE Ivinhema 138 kV	1	1.136	1.136	
				8.518
LT	UTE Ivinhema 138 kV - SE Ivinhema 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	35 km	161	5.668
	UTE Cerona 138 kV - SE Ivinhema 138 kV - CS - 1x954.0 MCM	28 km	224	6.307
	UTE Terra Verde 138 kV - SE Ivinhema 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	13 km	187	2.361
	UTE Amandina 138 kV - SE Ivinhema 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	7 km	142	977
				15313
Custo Total				63.941

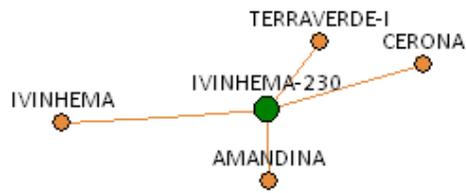


Figura 5-8 – Ivinhema: diagrama unifilar da rede projetada

A Figura 5-9 apresenta no mesmo mapa as redes de integração projetadas para Mato Grosso do Sul. As linhas verdes representam as LTs de 230 kV da rede básica às quais estão conectadas as coletoras Sidrolândia, Rio Brilhante, Ivinhema e Dourados.

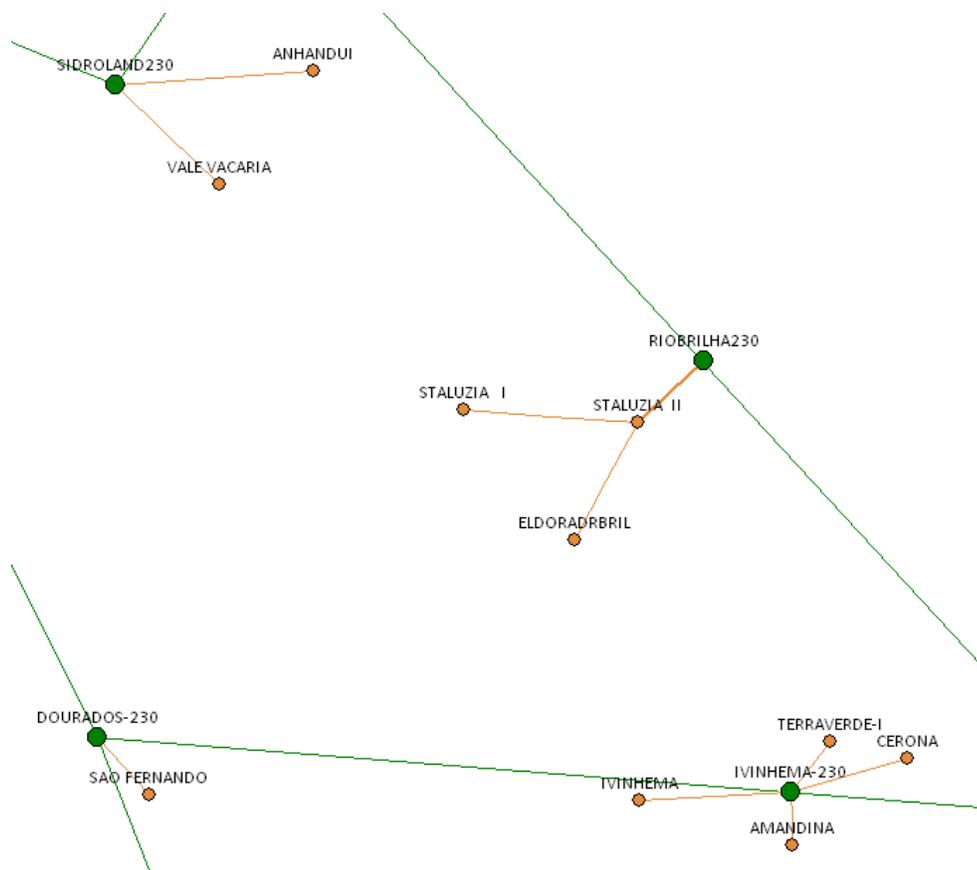


Figura 5-9 – Mato Grosso do Sul: diagrama unifilar das redes projetadas

5.2.2 Usinas de Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás

A Figura 5-10 apresenta a localização geográfica das usinas na região de Goiás e na fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás.

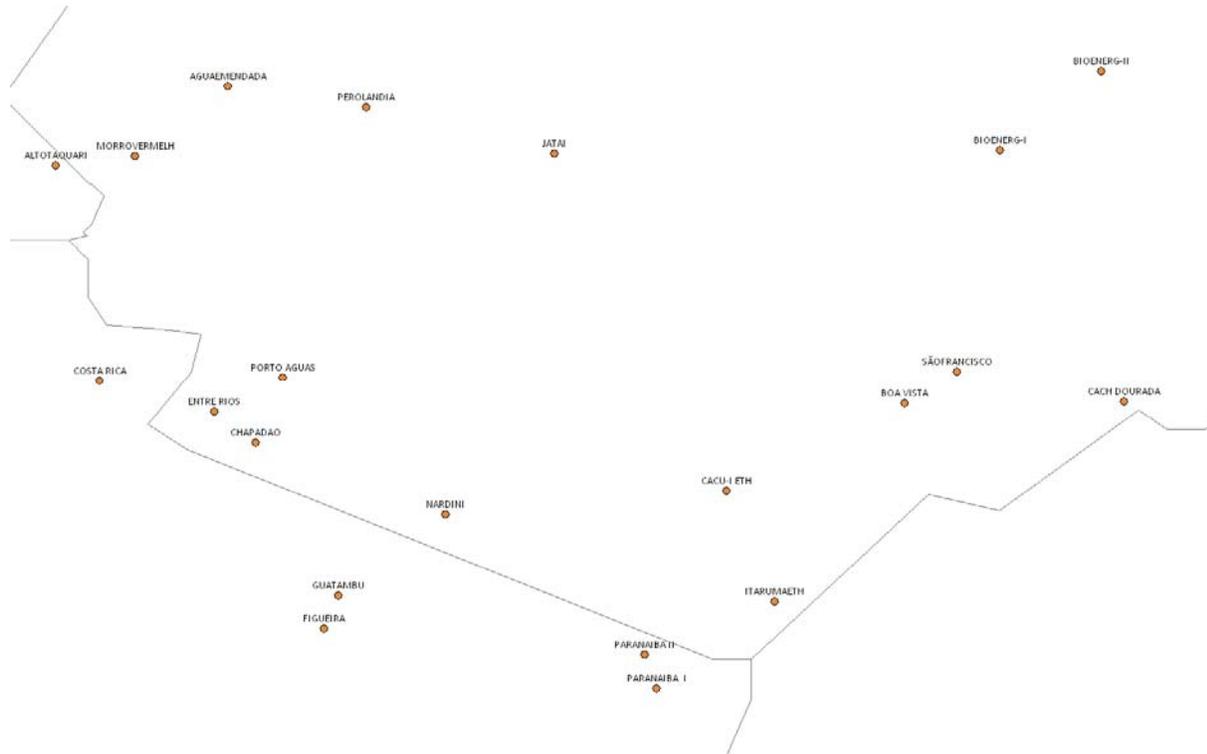


Figura 5-10 – Localização geográfica das usinas de Goiás e da fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás

Para iniciar o planejamento da rede de integração, é necessário identificar as coletoras da Rede Básica disponíveis para esta região. A Figura 5-11 apresenta, além das usinas já apresentadas na Figura 5-10, as coletoras da Rede Básica de 230 kV (em verde) e 500 kV (em vermelho) disponíveis. A Figura 5-11 torna explícita a divisão das usinas em oito grupos, cada um associado a uma coletora da Rede Básica: Jataí, Chapadão do Sul, Edéia, Quirinópolis, Cachoeira Dourada, Barra dos Coqueiros, Itaguaçu e Inocência. Esta observação nos permite então projetar oito redes de integração de forma separada. Para não estender muito a apresentação dos resultados desta região, serão apresentados nesta seção apenas os detalhes das redes de integração de três desses grupos: Jataí, Chapadão do Sul e Inocência. Para os demais cinco grupos serão apresentadas apenas as topologias finais de mínimo custo.

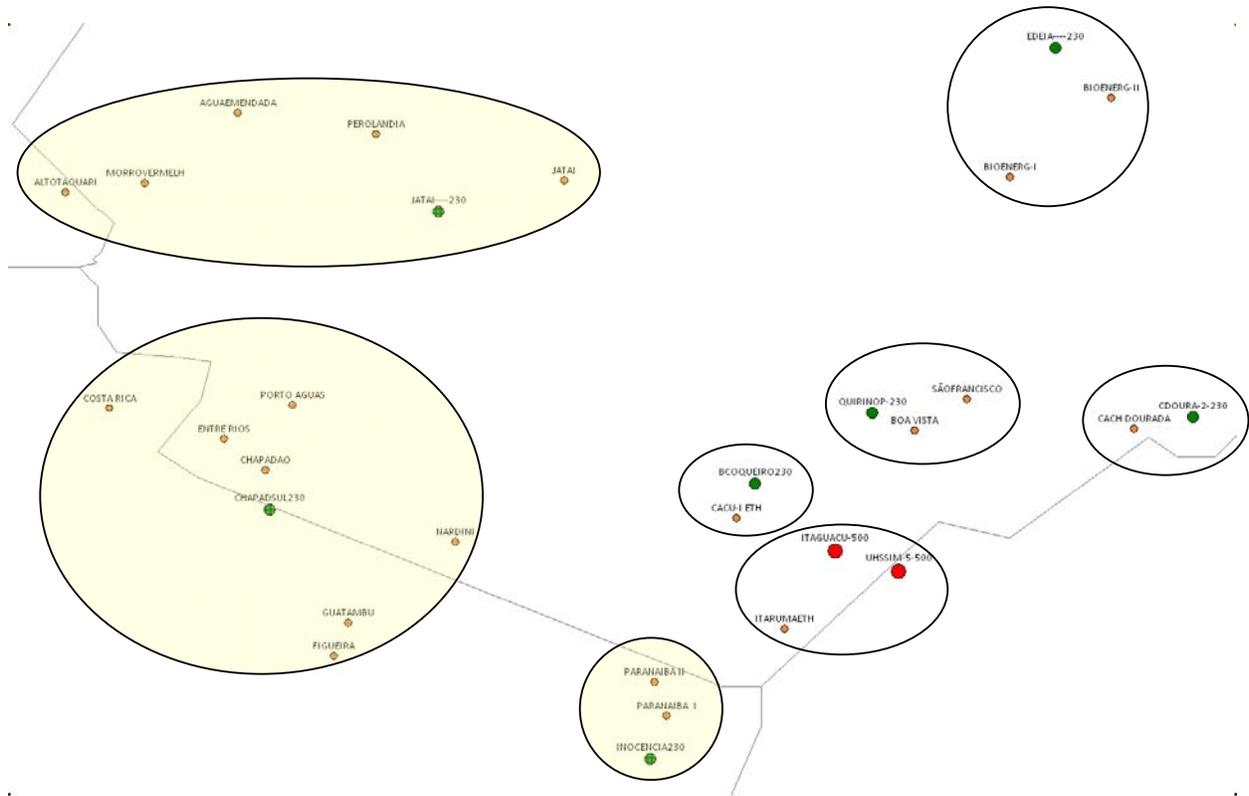


Figura 5-11 – Localização geográfica das usinas de Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás e das coletoras da Rede Básica disponíveis para conexão na região

As três seções a seguir apresentam as conexões planejadas de cada um dos três grupos selecionados.

5.2.2.1. Coletora Jataí

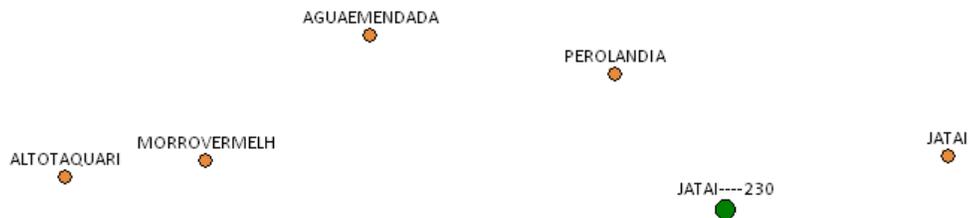


Figura 5-12 – Jataí: localização geográfica

Tabela 5-10 – Jataí: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Água Emendada	UTE	56	17° 27' 54" S	52° 43' 52" W
Alto Taquari	UTE	66	17° 44' 05" S	53° 18' 45" W
Morro Vermelho	UTE	56	17° 43' 25" S	53° 02' 41" W
Perolândia	UTE	56	17° 32' 15" S	52° 15' 44" W
Jataí	UTE	77	17° 41' 44" S	51° 37' 23" W
Total		311		

Tabela 5-11 – Jataí: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Jataí 230	230	BD	17° 47' 57" S	52° 02' 55" W

**Tabela 5-12 – Jataí: dados dos equipamentos da rede de integração de
mínimo custo**

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Jataí 230 kV	Transformador 230/138 kV 225 MVA Trifásico	2	6.297	12.594
	Conexão Transformador 230 kV - BD	2	2.457	4.914
				17.508
SE Jataí 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	3.601	3.601
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	2	942	1.884
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Jataí 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Perolândia 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Mineiros 138 kV	1	1.304	1.304
				10.087
SE Mineiros 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	3.195	3.195
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Água Emendada 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Morro Vermelho 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Jataí 138 kV	1	1.304	1.304
				7.797
UTE Alto Taquari 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 70 MVA Trifásico	1	1.383	1.383
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - UTE Morro Vermelho 138 kV	1	1.136	1.136
				4.730
UTE Morro Vermelho 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	2.184	2.184
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Transformador 138/13,8 kV 60 MVA Trifásico	1	1.260	1.260
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Alto Taquari 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Mineiros 138 kV	1	1.304	1.304
				7.908
UTE Jataí 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 80 MVA Trifásico	1	1.499	1.499
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Jataí 138 kV	1	1.136	1.136
				4.846
UTE Água Emendada 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 60 MVA Trifásico	1	1.260	1.260
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Mineiros 138 kV	1	1.136	1.136
				4.607

UTE Perolândia 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 60 MVA Trifásico	1	1.260	1.260
	Conexão Transformador 138 kV - BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Jataí 138 kV	1	1.136	1.136
				4.607
LT	UTE Alto Taquari 138 kV - UTE Morro Vermelho 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	31 km	161	4.992
	UTE Morro Vermelho 138 kV - SE Mineiros 138 kV - CS - 2x795.0 MCM	60 km	264	15.742
	UTE Água Emendada 138 kV - SE Mineiros 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	24 km	161	3.881
	SE Mineiros 138 kV - Se Jataí 138 kV - CS - 2x795.0 MCM	65 km	264	17.142
	UTE Perolândia 138 kV - SE Jataí 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	40 km	161	6.506
	UTE Jataí 138 kV - SE Jataí 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	51 km	187	9.518
				57.781
Custo Total				119.871

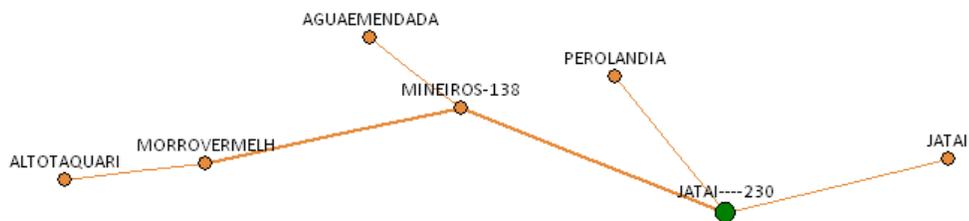


Figura 5-13 – Jataí: diagrama unifilar da rede projetada

5.2.2.2. Coletora Chapadão do Sul

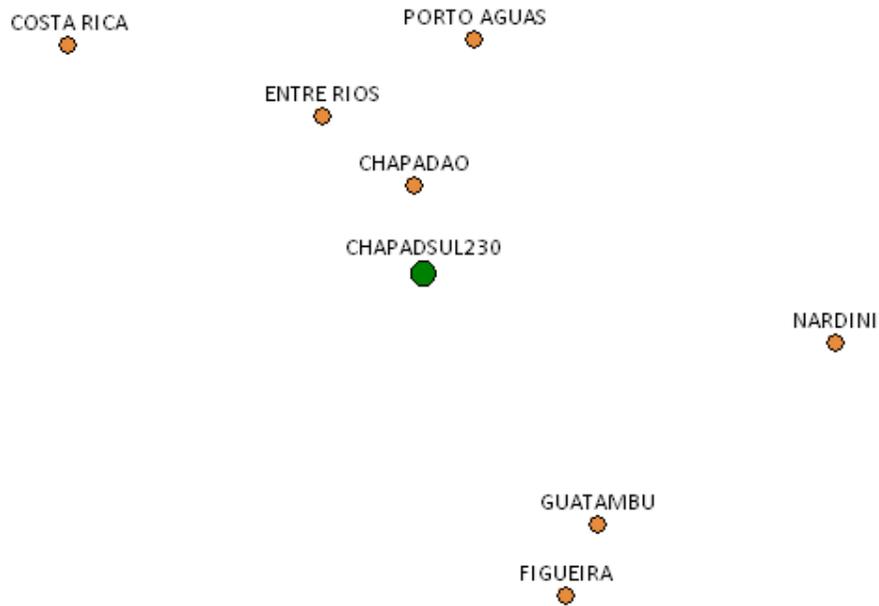


Figura 5-14 – Chapadão do Sul: localização geográfica

Tabela 5-13 – Chapadão do Sul: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Entre Rios	UTE	148	18° 36' 29" S	52° 40' 44" W
Porto das Águas	UTE	80	18° 28' 05" S	52° 36' 07" W
Chapadão	UTE	149	18° 42' 50" S	52° 37' 33" W
Costa Rica	UTE	66	18° 27' 57" S	53° 09' 56" W
Figueira	PCH	18	19° 16' 57" S	52° 23' 54" W
Guatambu	PCH	12	19° 11' 44" S	52° 21' 17" W
Nardini	UTE	40	18° 55' 15" S	51° 59' 30" W
Total		513		

Tabela 5-14 – Chapadão do Sul: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Chapadão do Sul 230	230	BD	17° 48' 49" S	52° 37' 17" W

Tabela 5-15 – Chapadão do Sul: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Chapadão do Sul 230 kV	Transformador 230/138 kV 225 MVA Trifásico	3	6.297	18.891
	Conexão Transformador 230 kV – BD	3	2.457	7.371
				26.262
SE Chapadão do Sul 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	4.344	4.344
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV – BPT	3	942	2.827
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Porto das Águas 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Costa Rica 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Entre Rios 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Chapadão 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - PCH Guatambu 138 kV	1	1.304	1.304
				14.380
UTE Porto das Águas 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 80 MVA Trifásico	1	1.499	1.499
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Chapadão do Sul 138 kV	1	1.136	1.136
				4.846
UTE Costa Rica 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 70 MVA Trifásico	1	1.383	1.383
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Chapadão do Sul 138 kV	1	1.136	1.136
				4.730
UTE Nardini 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 40 MVA Trifásico	1	987	987
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - PCH Guatambu 138 kV	1	1.136	1.136
				4.334
UTE Chapadão 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 150 MVA Trifásico	1	2.106	2.106
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Chapadão do Sul 138 kV	1	1.136	1.136
				5.453
UTE Entre Rios 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 150 MVA Trifásico	1	2.106	2.106
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Chapadão do Sul 138 kV	1	1.136	1.136
				5.453

PCH Guatambu 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	2.295	2.295
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Transformador 138/13,8 kV 15 MVA Trifásico	1	547	547
	Conexão Transformador 138 kV – BPT	1	942	942
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BPT - PCH Figueira 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Chapadão do Sul 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Nardini 138 kV	1	1.304	1.304
				8.610
PCH Figueira 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 20 MVA Trifásico	1	650	650
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - PCH Guatambu 138 kV	1	1.136	1.136
				3.997
LT	UTE Porto das Águas 138 kV - SE Chapadão do Sul 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	42 km	187	7.944
	UTE Costa Rica 138 kV - SE Chapadão do Sul 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	76 km	161	12.222
	UTE Nardini 138 kV - PCH Guatambu 138 kV - CS - 1x266.8 MCM	54 km	131	7.058
	UTE Chapadão 138 kV - SE Chapadão do Sul 138 kV - CS - 2x795.0 MCM	12 km	264	3.222
	UTE Entre Rios 138 kV - SE Chapadão do Sul 138 kV - CS - 2x795.0 MCM	26 km	264	6.867
	PCH Figueira 138 kV - PCH Guatambu 138 kV - CS - 1x4/0 MCM	12 km	126	1.490
	PCH Guatambu 138 kV - SE Chapadão do Sul 138 kV - CS - 1x477.0 MCM	56 km	161	9.018
				47.821
				Custo Total 125.888

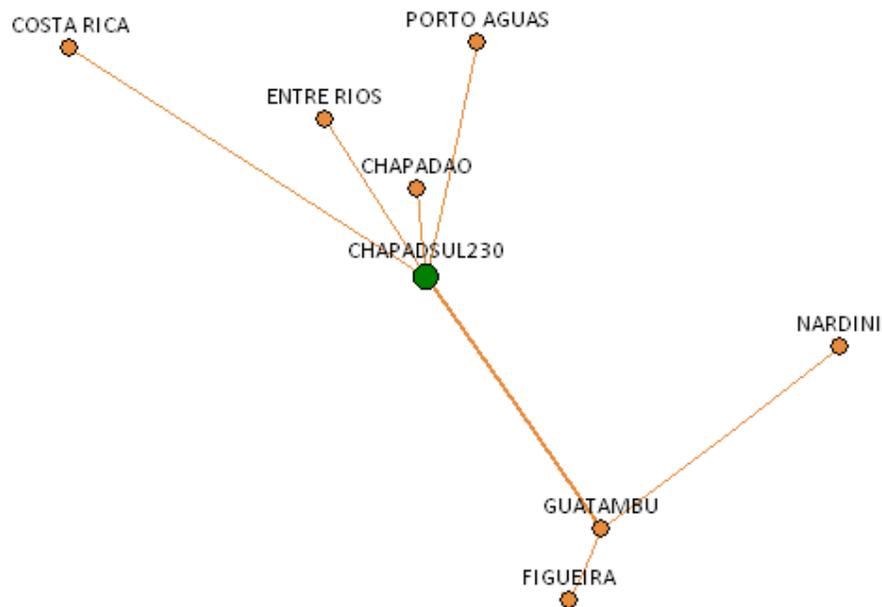


Figura 5-15 – Chapadão do Sul: diagrama unifilar da rede projetada

5.2.2.3. Coletora Inocência



Figura 5-16 – Inocência: localização geográfica

Tabela 5-16 – Inocência: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Paranaíba I	UTE	56	19° 30' 39" S	51° 16' 37" W
Paranaíba II	UTE	27	19° 29' 38" S	51° 17' 06" W
Total		83		

Tabela 5-17 – Inocência: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Inocência 230	230	BD	19° 39' 19" S	51° 19' 52" W

Tabela 5-18 – Inocência: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Inocência 230 kV	Transformador 230/138 kV 100 MVA Trifásico	1	4.055	4.055
	Conexão Transformador 230 kV - BD	1	2.457	2.457
				6.512
SE Inocência 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	3.020	3.020
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Paranaíba I 138 kV	1	1.304	1.304
				5.957
UTE Paranaíba I 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	2.184	2.184
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Transformador 138/13,8 kV 60 MVA Trifásico	1	1.260	1.260
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Conexão Transformador 13,8 kV - BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Paranaíba II 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Inocência 138 kV	1	1.304	1.304
				7.908
UTE Paranaíba II 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BS	1	1.233	1.233
	Transformador 138/13,8 kV 30 MVA Trifásico	1	830	830
	Conexão Transformador 138 kV – BS	1	755	755
	Conexão Transformador 13,8 kV – BS	1	223	223
	Entrada de linha 138 kV - BS - UTE Paranaíba I 138 kV	1	1.136	1.136
				4.177
LT	UTE Paranaíba I 138 kV - SE Inocência 138 kV - CS - 1x636,0 MCM	19 km	187	3.504
	UTE Paranaíba II 138 kV - UTE Paranaíba II 138 kV - CS - 1x266,8 MCM	2 km	131	302
				3.805
Custo Total				28.360

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0521371/CA

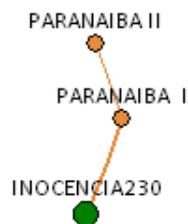


Figura 5-17 – Inocência: diagrama unifilar da rede projetada

A Figura 5-18 apresenta no mesmo mapa as redes de integração projetadas para a região de Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás. As linhas verdes

representam as LTs de 230 kV da rede básica às quais estão conectadas as coletoras Jataí, Chapadão do Sul, Edéia, Quirinópolis, Cachoeira Dourada, Barra dos Coqueiros, Itaguaçu e Inocência.

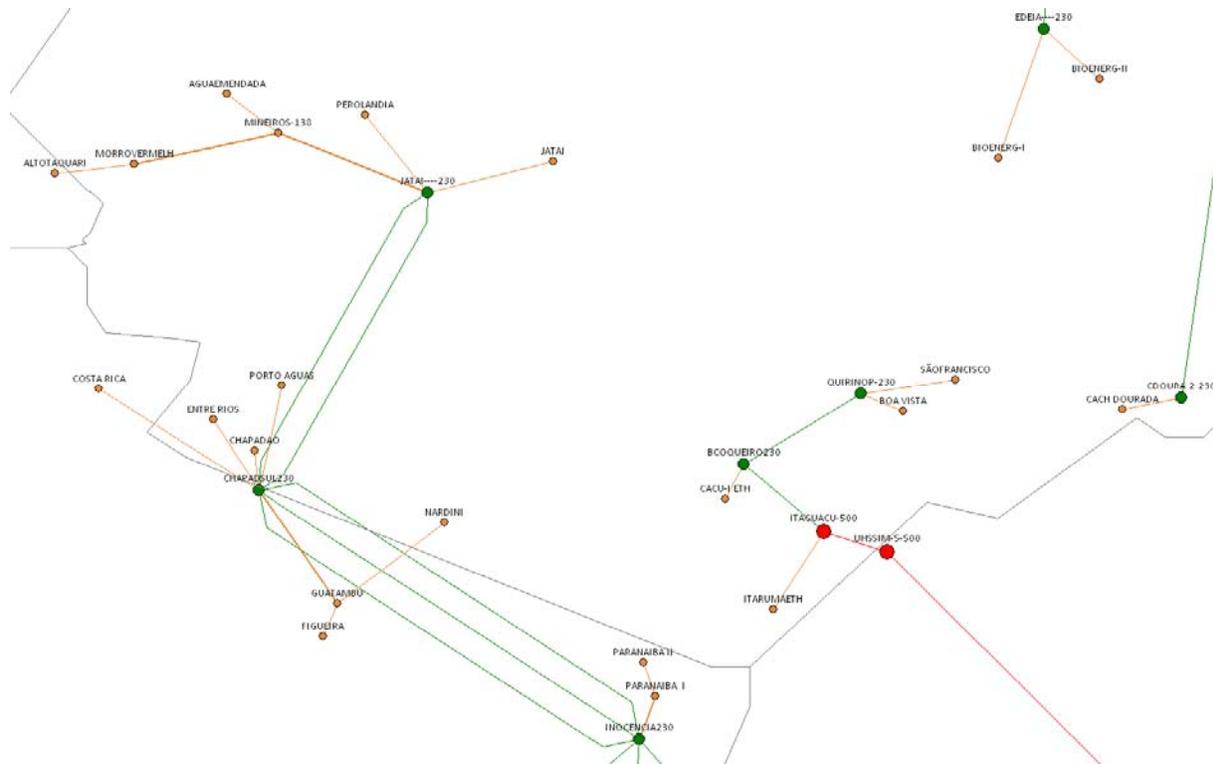


Figura 5-18 – Goiás e fronteira Mato Grosso do Sul/Goiás: diagrama unifilar das redes projetadas

5.3 Planejamento das redes de integração para as usinas de Minas Gerais

A Figura 5-19 apresenta a localização geográfica das usinas na região de Minas Gerais que solicitaram conexão à Rede Básica.

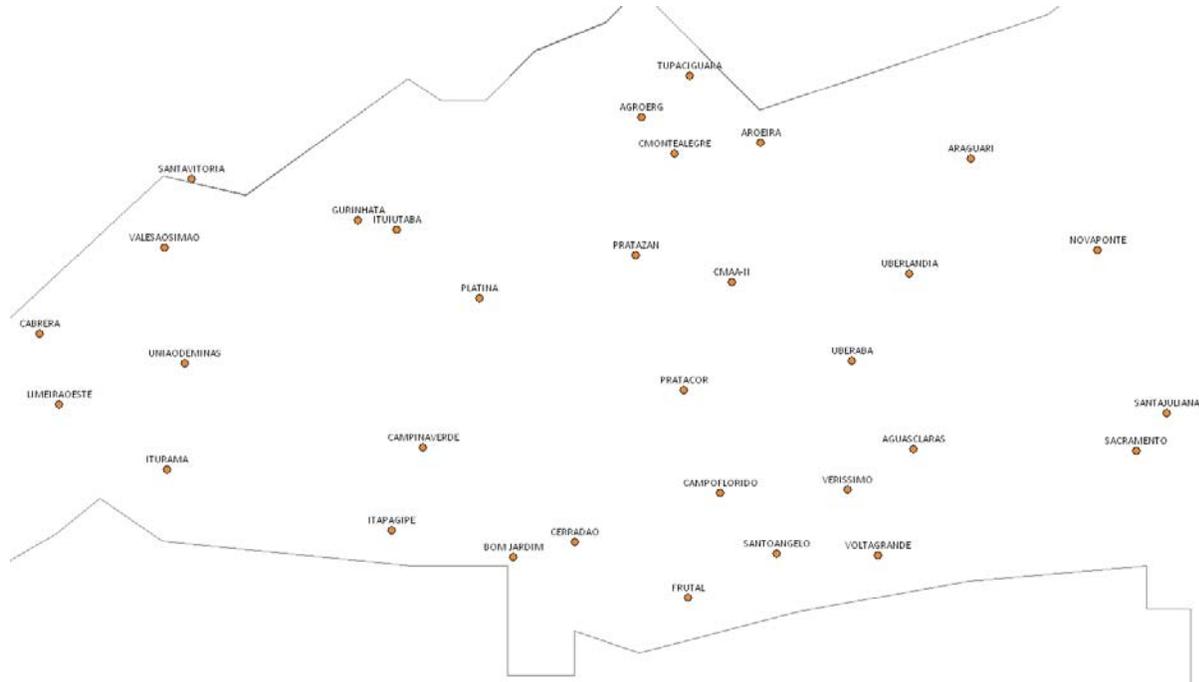


Figura 5-19 – Localização geográfica das usinas de Minas Gerais

Para iniciar o planejamento da rede de integração, é necessário identificar as coletoras da Rede Básica disponíveis para esta região. A Figura 5-20 apresenta, além das usinas já apresentadas na Figura 5-19, as coletoras da Rede Básica de 230 kV (em verde), 345 kV (em azul) e 500 kV (em vermelho) disponíveis. A Figura 5-20 torna clara a divisão das usinas em sete grupos, cada um associado a uma coletora da Rede Básica: União de Minas, Gurinhatã, Itapagipe, Prata3, Monte Alegre, Nova Ponte e Volta Grande. Esta observação nos permite então projetar sete redes de integração de forma separada.

5.3.1 Coletora União de Minas



Figura 5-21 – União de Minas: localização geográfica

Tabela 5-19 – União de Minas: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Ituramã	UTE	46	19° 42' 43" S	50° 20' 39" W
Limeira do Oeste	UTE	60	19° 31' 21" S	50° 39' 36" W
União de Minas	UTE	60	19° 20' 32" S	50° 20' 50" W
Vale São Simão	UTE	50	19° 04' 01" S	50° 22' 27" W
Santa Vitória	UTE	50	18° 46' 48" S	50° 13' 58" W
Cabrera	UTE	50	19° 18' 46" S	50° 43' 04" W
Total		316		

Tabela 5-20 – União de Minas: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
União de Minas 230	230	BD	19° 18' 28" S	50° 20' 39" W

**Tabela 5-21 – União de Minas: dados dos equipamentos da rede de
integração de mínimo custo**

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE União de Minas 230 kV	Auto Transformador 230/138 kV 150 MVA Monofásico	4	2.392	9.567
	Conexão Transformador 230 kV – BD	1	2.457	2.457
				12.024
SE União de Minas 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	5.588	5.588
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV – BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Iturama 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Limeira do Oeste 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE União de Minas 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Cabrera 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Vale São Simão 138 kV	1	1.304	1.304
				13.739
UTE Iturama 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE União de Minas 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Cabrera 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE União de Minas 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
SE Vale São Simão 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	4.078	4.078
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE União de Minas 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Santa Vitória 138 kV	1	1.304	1.304
				7.377
UTE Santa Vitória 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Vale São Simão 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Limeira do Oeste 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE União de Minas 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE União de Minas 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE União de Minas 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	UTE Iturama 138 kV - SE União de Minas 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	48 km	142	6.813
	UTE Cabrera 138 kV - SE União de Minas 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	42 km	142	5.949
	SE Vale São Simão 138 kV - SE União de Minas 138 kV - CS - 1x900.0 MCM	29 km	224	6.466
	UTE Limeira do Oeste 138 kV - SE União de Minas 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	44 km	142	6.189
	UTE União de Minas 138 kV - SE União de Minas 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	4 km	142	581

	UTE Santa Vitória 138 kV - SE Vale São Simão 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	38 km	142	5.340
				31.337
Custo Total				70.157



Figura 5-22 – União de Minas: diagrama unifilar da rede projetada

**5.3.2
Coletora Gurinhatã**



Figura 5-23 – Gurinhatã: localização geográfica

Tabela 5-22 – Gurinhatã: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Ituiutaba	UTE	50	19° 00' 36" S	49° 40' 28" W
Platina	UTE	50	19° 12' 37" S	49° 26' 05" W
Gurinhatã	UTE	36	18° 58' 54" S	49° 47' 20" W
Total		136		

Tabela 5-23 – Gurinhatã: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Gurinhatã 230	230	BD	19° 12' 54" S	49° 46' 38" W

Tabela 5-24 – Gurinhatã: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Gurinhatã 230 kV	Auto Transformador 230/138 kV 75 MVA Monofásico	4	1.641	6.564
	Conexão Transformador 230 kV – BD	1	2.457	2.457
				9.021
SE Gurinhatã 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	4.930	4.930
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV – BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Ituiutaba 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Platina 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Gurinhatã 138 kV	1	1.304	1.304
				10.474
UTE Ituiutaba 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Gurinhatã 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Platina 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Gurinhatã 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Gurinhatã 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Gurinhatã 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	UTE Ituiutaba 138 kV - SE Gurinhatã 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	27 km	142	3.824
	UTE Platina 138 kV - SE Gurinhatã 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	39 km	142	5.453
	UTE Gurinhatã 138 kV - SE Gurinhatã 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	28 km	142	3.937
				13.214
			Custo Total	36.118

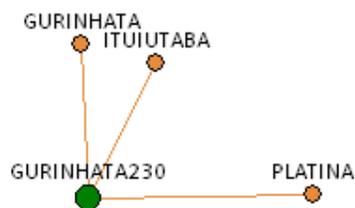


Figura 5-24 – Gurinhatã: diagrama unifilar da rede projetada

5.3.3 Coletora Itapagipe



Figura 5-25 – Itapagipe: localização geográfica

Tabela 5-25 – Itapagipe: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Campina Verde	UTE	50	19° 38' 55" S	49° 36' 00" W
Cerradão	UTE	40	19° 55' 24" S	49° 09' 23" W
Frutal	UTE	67	20° 05' 08" S	48° 49' 32" W
Itapagipe	UTE	60	19° 53' 23" S	49° 41' 22" W
Bom Jardim	UTE	30	19° 56' 27" S	49° 19' 18" W
Total		247		

Tabela 5-26 – Itapagipe: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Itapagipe 230	230	BD	19° 54' 09" S	49° 18' 12" W

**Tabela 5-27 – Itapagipe: dados dos equipamentos da rede de integração de
mínimo custo**

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Itapagipe 230 kV	Auto Transformador 230/138 kV 100 MVA Monofásico	4	1.919	7.678
	Conexão Transformador 230 kV - BD	1	2.457	2.457
				10.135
SE Itapagipe 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	5.588	5.588
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Campina Verde 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Bom Jardim 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Itapagipe 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Cerradão 138 kV	1	1.304	1.304
				12.435
UTE Campina Verde 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Itapagipe 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
SE Cerradão 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	4.078	4.078
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Itapagipe 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Frutal 138 kV	1	1.304	1.304
				7.377
UTE Frutal 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Cerradão 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Bom Jardim 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Itapagipe 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Itapagipe 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Itapagipe 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	UTE Campina Verde 138 kV - SE Itapagipe 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	45 km	142	6.373
	SE Cerradão 138 kV - SE Itapagipe 138 kV - CS - 1x900.0 MCM	17 km	224	3.714
	UTE Bom Jardim 138 kV - SE Itapagipe 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	5 km	142	708
	UTE Itapagipe 138 kV - SE Itapagipe 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	43 km	142	6.133
	UTE Frutal 138 kV - SE Cerradão 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	42 km	142	5.920
				22.849
			Custo Total	57.340

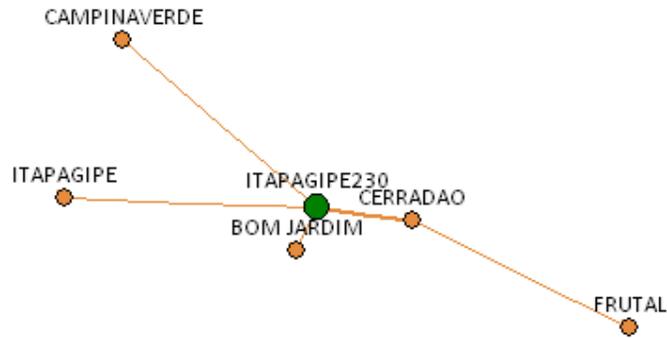


Figura 5-26 – Itapagipe: diagrama unifilar da rede projetada

5.3.4 Coletora Prata3

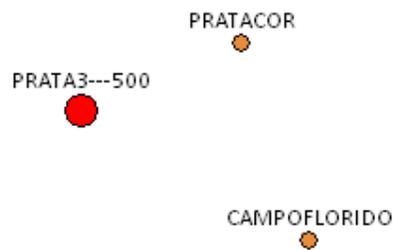


Figura 5-27 – Prata3: localização geográfica

Tabela 5-28 – Prata3: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Campo Florido	UTE	42	19° 46' 51" S	48° 43' 56" W
Pratacor	UTE	30	19° 28' 51" S	48° 50' 13" W
Total		72		

Tabela 5-29 – Prata3: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Prata3 500	500	BD	19° 34' 52" S	49° 04' 42" W

Tabela 5-30 – Prata3: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Prata3 230 kV	Auto Transformador 230/138 kV 33,3 MVA Monofásico	4	1.056	4.224
	Conexão Transformador 230 kV – BD	1	2.457	2.457
				6.681
SE Prata3 138 kV	Módulo Geral 138 kV – BPT	1	4.930	4.930
	Interligação de Barramento 138 kV – BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV – BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Prata Coruripe 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Campo Florido 138 kV	1	1.304	1.304
				9.171
UTE Campo Florido 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Prata3 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Prata Coruripe 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Prata3 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	SE Campo Florido 138 kV - SE Prata3 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	46 km	142	6.444
	UTE Prata Coruripe 138 kV - SE Prata3 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	30 km	142	4.192
				10.637
Custo Total				28.761

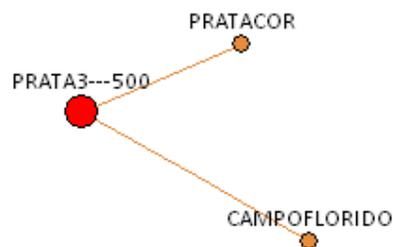


Figura 5-28 – Prata3: diagrama unifilar da rede projetada

5.3.5 Coletora Monte Alegre

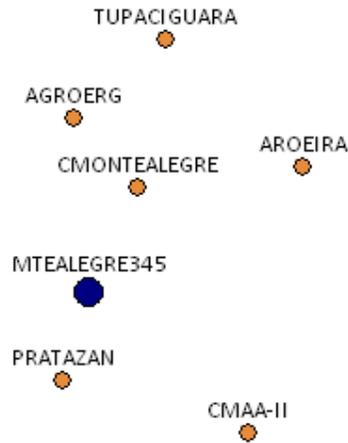


Figura 5-29 – Monte Alegre: localização geográfica

Tabela 5-31 – Monte Alegre: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
CMAA-II	UTE	31	19° 09' 47" S	48° 41' 50" W
C Monte Alegre	UTE	33	18° 47' 17" S	48° 51' 50" W
Tupaciguara	UTE	70	18° 33' 41" S	48° 49' 16" W
Pratazan	UTE	15	19° 04' 58" S	48° 58' 40" W
Aroeira	UTE	14	18° 45' 20" S	48° 36' 48" W
Agroerg	UTE	50	18° 40' 56" S	49° 02' 35" W
Total		213		

Tabela 5-32 – Monte Alegre: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Monte Alegre 345	345	BD	18° 56' 54" S	48° 56' 22" W

Tabela 5-33 – Monte Alegre: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Monte Alegre 345 kV	Auto Transformador 345/138 kV 100 MVA Monofásico	4	3.483	13.932
	Conexão Transformador 345 kV - DJM	1	3.258	3.258
				17.190
SE Monte Alegre 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	4.930	4.930
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Prata Zanin 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE CMAA-II 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Central Monte Alegre 138 kV	1	1.304	1.304
				10.474
SE Central Monte Alegre 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	5.588	5.588
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Monte Alegre 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Agroerg 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Tupaciguara 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Aroeira 138 kV	1	1.304	1.304
				11.493
UTE Prata Zanin 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Monte Alegre 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Aroeira 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Central Monte Alegre 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Agroerg 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Central Monte Alegre 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Tupaciguara 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Central Monte Alegre 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE CMAA-II 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Monte Alegre 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	UTE Prata Zanin 138 kV - SE Monte Alegre 138 kV - CS - S_1x4/0 MCM	17 km	126	2.096
	SE Central Monte Alegre 138 kV - SE Monte Alegre 138 kV - CS - 2x636.0 MCM	21 km	256	5.344
	SE UTE Agroerg 138 kV - SE Central Monte Alegre 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	24 km	142	3.371
	UTE Tupaciguara 138 kV - SE Central Monte Alegre 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	27 km	187	5.133
	UTE CMAA-II 138 kV - SE Monte Alegre 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	37 km	142	5.297

	UTE Aroeira 138 kV - SE Central Monte Alegre 138 kV - CS – S 1x4/0 MCM	29 km	126	3.598
				24.839
				Custo Total
				69.677

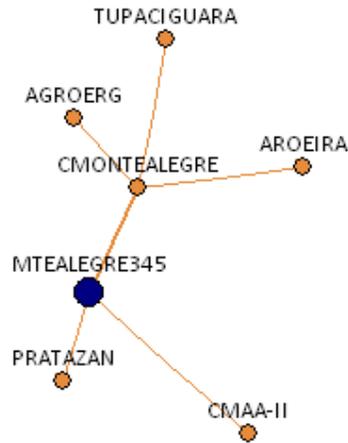


Figura 5-30 – Monte Alegre: diagrama unifilar da rede projetada

**5.3.6
Coletora Nova Ponte**

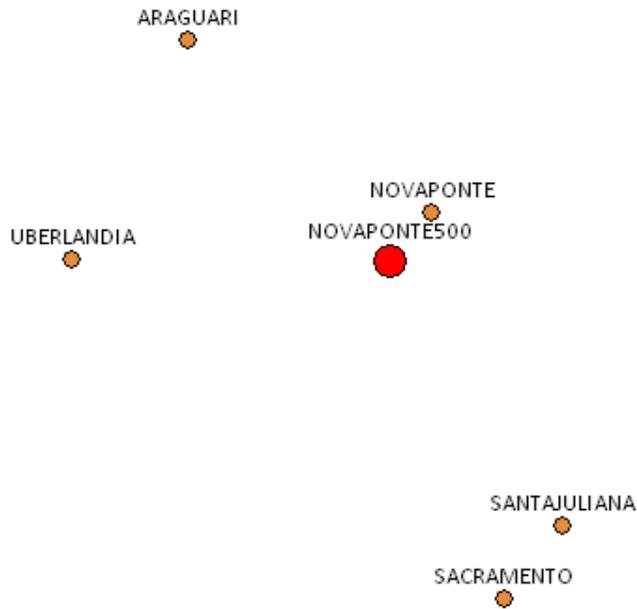


Figura 5-31 – Nova Ponte: localização geográfica

Tabela 5-34 – Nova Ponte: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Santa Juliana	UTE	48	19° 32' 44" S	47° 25' 48" W
Nova Ponte	UTE	72	19° 05' 01" S	47° 38' 17" W
Sacramento	UTE	80	19° 39' 23" S	47° 31' 00" W
Uberlândia	UTE	80	19° 08' 20" S	48° 10' 45" W
Araguari	UTE	56	18° 48' 11" S	48° 00' 03" W
Total		336		

Tabela 5-35 – Nova Ponte: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Nova Ponte 500	500	BD	19° 08' 05" S	47° 41' 57" W

Tabela 5-36 – Nova Ponte: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE Nova Ponte 500 kV	Auto Transformador 500/138 kV 150 MVA Monofásico	4	4.209	16.836
	Conexão Transformador 500 kV - DJM	1	6.513	6.513
				23.349
SE Nova Ponte 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	5.588	5.588
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Araguari 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Uberlândia 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Nova Ponte 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Santa Juliana 138 kV	1	1.304	1.304
				12.435
SE Santa Juliana 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	4.078	4.078
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Sacramento 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Nova Ponte 138 kV	1	1.304	1.304
				7.377
UTE Araguari 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Nova Ponte 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Uberlândia 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Nova Ponte 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Sacramento 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Santa Juliana 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Nova Ponte 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Nova Ponte 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	SE Santa Juliana 138 kV - SE Nova Ponte 138 kV - CS - 2x636.0 MCM	58 km	256	14.702
	UTE Uberlândia 138 kV - SE Nova Ponte 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	54 km	187	10.117
	UTE Nova Ponte 138 kV - SE Nova Ponte 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	9 km	187	1.724
	UTE Sacramento 138 kV - SE Santa Juliana 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	16 km	187	3.073
	UTE Araguari 138 kV - SE Nova Ponte 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	52 km	142	7.379
				36.995
			Custo Total	84.700



Figura 5-32 – Nova Ponte: diagrama unifilar da rede projetada

5.3.7 Coletora Volta Grande



Figura 5-33 – Volta Grande: localização geográfica

Tabela 5-37 – Volta Grande: dados de usinas

Empreendimento		Potência MW	Coordenadas	
Usina	Tipo		Latitude	Longitude
Águas Claras	UTE	80	19° 39' 10" S	48° 10' 07" W
Volta Grande	UTE	75	19° 58' 50" S	48° 15' 59" W
Verissimo	UTE	29	19° 46' 00" S	48° 20' 55" W
Uberaba	UTE	30	19° 23' 41" S	48° 20' 55" W
Santo Ângelo	UTE	35	19° 57' 32" S	48° 33' 58" W
Total		249		

Tabela 5-38 – Volta Grande: dados da coletora da Rede Básica

Subestação	Tensão kV	Tipo	Coordenadas	
			Latitude	Longitude
Volta Grande 345	345	BD	20° 01' 44" S	48° 13' 15" W

Tabela 5-39 – Volta Grande: dados dos equipamentos da rede de integração de mínimo custo

Elemento	Equipamento	Quant	Custo Unitário kR\$	Custo Total kR\$
SE US Volta Grande 345 kV	Auto Transformador 345/138 kV 100 MVA Monofásico	4	3.483	13.932
	Conexão Transformador 345 kV - DJM	1	3.258	3.258
				17.190
SE US Volta Grande 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	3.389	3.389
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Conexão Transformador 138 kV - BPT	1	942	942
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Volta Grande 138 kV	1	1.304	1.304
				6.326
SE Volta Grande 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	4.930	4.930
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE US Volta Grande 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Águas Claras 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Santo Ângelo 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Veríssimo 138 kV	1	1.304	1.304
				10.836
SE Veríssimo 138 kV	Módulo Geral 138 kV - BPT	1	4.078	4.078
	Interligação de Barramento 138 kV - BPT	1	691	691
	Entrada de linha 138 kV - BPT - UTE Uberaba 138 kV	1	1.304	1.304
	Entrada de linha 138 kV - BPT - SE Volta Grande 138 kV	1	1.304	1.304
				7.377
UTE Águas Claras 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Volta Grande 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Uberaba 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Veríssimo 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
UTE Santo Ângelo 138 kV	Entrada de linha 138 kV - BS - SE Volta Grande 138 kV	1	1.136	1.136
				1.136
LT	SE Volta Grande 138 kV - SE US Volta Grande 138 kV - CS - 2x900.0 MCM	8 km	292	2.250
	UTE Águas Claras 138 kV - SE Volta Grande 138 kV - CS - 1x636.0 MCM	41 km	187	7.607
	UTE Uberaba 138 kV - SE Veríssimo 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	44 km	142	6.274
	UTE Santo Ângelo 138 kV - SE Volta Grande 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	34 km	142	4.773
	SE Veríssimo 138 kV - SE Volta Grande 138 kV - CS - 1x336.4 MCM	27 km	142	3.838
				24.742
			Custo Total	69.879



Figura 5-34 – Volta Grande: diagrama unifilar da rede projetada

A Figura 5-35 apresenta no mesmo mapa as redes de integração projetadas para a região de Minas Gerais. As linhas verdes representam as LTs de 230 kV da Rede Básica às quais estão conectadas as coletoras União de Minas, Gurinhatã e Itapagipe. As linhas azuis representam as LTs de 345 kV da Rede Básica às quais estão conectadas as coletoras Monte Alegre e Volta Grande. As linhas vermelhas representam as LTs de 500 kV da Rede Básica às quais estão conectadas as coletoras Prata3 e Nova Ponte.

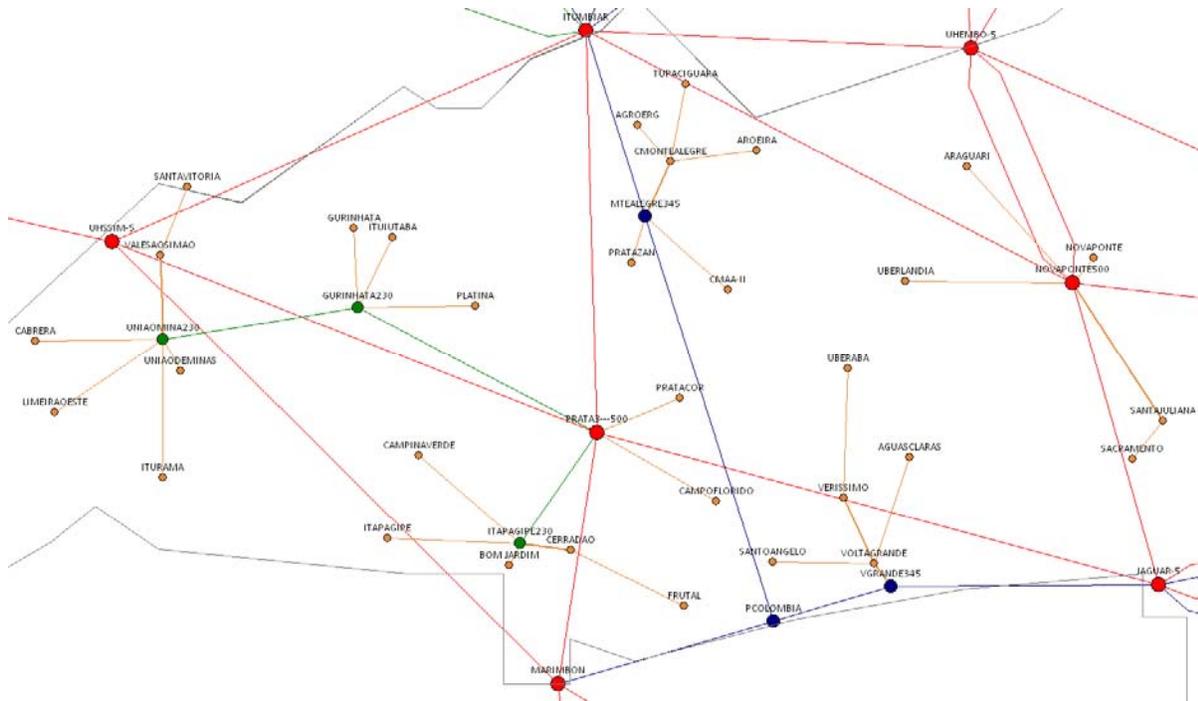


Figura 5-35 – Minas Gerais: diagrama unifilar das redes projetadas

6 Conclusões

O trabalho desenvolvido nesta tese propôs uma abordagem para a solução do problema de planejamento da integração de novas usinas renováveis (bioeletricidade, PCHs, eólicas etc.) à Rede Básica e, com isto, mostrou como tal abordagem pode ser modelada matematicamente e formulada através de um problema de Programação Não-Linear Inteira Mista. Os resultados de aplicação reais da metodologia desenvolvida no problema de integração de usinas renováveis da região de Mato Grosso do Sul e Goiás evidencia a relevância prática deste trabalho.

Estas aplicações práticas contribuem ainda para demonstrar que, apesar de se tratar de um problema com desafios de formulação importantes, com algumas aproximações fundamentais e com uma construção eficiente é possível chegar à solução do problema de planejamento de redes de integração realistas.

A aproximação linear da distância tem um papel essencial para o sucesso do trabalho desenvolvido, a qual pode ser estendida para outros problemas de otimização que envolvam o cálculo de distâncias euclidianas.

A formulação final proposta, como um problema de Programação Não-Linear Inteira Mista, apesar de estar sujeita à obtenção de mínimos locais e, portanto, não tem a garantia de otimalidade, apresenta-se muito eficiente na prática.

O uso de uma abordagem matemática para a solução do problema de planejamento confere a ele transparência na metodologia aplicada, reprodutibilidade dos resultados e, sobretudo, imparcialidade. Permite ainda que se façam vários testes durante o planejamento de forma a dar mais sensibilidade ao planejador em relação à estrutura do problema e a seus custos correspondentes.

7 Trabalhos futuros

Um desafio que não foi abordado nesta tese é o planejamento de redes que não necessariamente devem seguir uma estrutura em forma de árvore, e que podem apresentar *loops* em sua topologia. Este fato obriga que no problema de planejamento seja considerada não somente a 1ª Lei de Kirchoff (também conhecida como Lei dos Nós), considerada neste trabalho, mas também a 2ª Lei de Kirchoff (também conhecida como Lei das Malhas). A consideração da 2ª Lei não permite uma extensão direta da formulação matemática desenvolvida, havendo, a meu ver, a necessidade de seguir outro caminho como metodologia de solução.

Como trabalho futuro, sugere-se um aprofundamento de possíveis técnicas e métodos a serem empregados para a obtenção dos agrupamentos iniciais de geradores em redes coletoras para a aplicação da metodologia desenvolvida nesta tese.

8 Referências bibliográficas

- [1] L. A. Barroso, P.Lino, F.Ralston, F.Porrúa and B. Bezerra “Cheap and Clean Energy: Can Brazil get away with that?” in Proceedings of the 2008 IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA.
- [2] S. Granville, P. Lino, L. Soares, L. A. Barroso, M. Pereira, “Sweet Dreams are Made of This: Bioelectricity in Brazil”, IEEE PES General Meeting 2007, Tampa, USA.
- [3] L. A. Barroso; J. Rosenblatt; A. Guimarães; B. Bezerra; M.V. Pereira; “Auctions of contracts and energy call options to ensure supply adequacy in the second stage of the Brazilian power sector reform” Proc. of the 2006 IEEE PES General Meeting, Montreal.
- [4] Handbook on Best Practices for the Successful Deployment of Grid-Connected Renewable Energy, Distributed Generation, Cogeneration and Combined Heat and Power in India, Compiled by the United States Energy Association, 2008 (http://www.usea.org/Programs/APP/APP_home.htm).
- [5] H. Rudnick, S. Mocarquer, R. Mohr, “The difficulties of open access and pricing in distribution networks”, IEEE General Meeting 2007, Tampa USA.
- [6] D. Pudjianto; G. Strbac and J. Mutale, “Access and Pricing of Distribution Network with Distributed Generation”, IEEE General Meeting 2007, Tampa USA.
- [7] G. Brunekreeft, “Regulation and Investment Incentives in the Electricity Distribution Networks in Germany”, IEEE General Meeting 2007, Tampa USA.
- [8] L. M. Thomé, L.A. Barroso, M. V. Pereira and F. Porrúa, “Planning for big things in Brazil: Planning and Building Large-Scale Transmission Networks in Competitive Hydrothermal Systems: Technical and Regulatory Challenges”, IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 5, Issue 2, pp. 54-63, September-October 2007.

- [9] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, and M. V. F. Pereira, “An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol 22, pp. 1532-1546, Nov. 2007.
- [10] V. Chvátal, *Linear Programming*.
- [11] Adams W. P., Forrester R. J., “A simple recipe for concise mixed 0-1 linearizations”. *Operations Research Letters* 33 (1), pp. 55-61, 2005.
- [12] L. A. Wolsey, *Integer Programming*.
- [13] FICO™ Xpress Optimization Suite,
<http://www.fico.com/en/Products/DMTools/Pages/FICO-Xpress-Optimization-Suite.aspx>.
- [14] <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20092263.pdf>
- [15] F. K. Hwang, D.S. Richards, P. Winter, “The Steiner Tree Problem”, *Annals of Discrete Mathematics*, 53.
- [16] D. Z. Du, F. K. Hwang, G. D. Song and G. Y. Ting, “Steiner minimal trees on sets of four points”, *Discrete Comput. Geom.* 2 (1987), pp. 401-414.
- [17] M. R. Garey, R. L. Graham and D. S. Johnson, “The complexity of computing Steiner minimal trees, *SIAM J. Appl. Math.* 32 (1977), pp. 835-859.
- [18] E. N. Gilbert and H. O. Pollak, “Steiner minimal trees”, *SIAM J. Appl. Math.* 16 (1968), pp. 1-29.
- [19] H. W. Kuhn, “Steiner’s problem revisited”, in G. B. Dantzig and B. C. Eaves (eds.) *Studies in Optimization*, *Studies in Math.* 10, Math. Assoc. Amer. (1975), pp. 53-70.
- [20] E. N. Gilbert, “Minimum cost communication networks”, *Bell System Tech. J.* 46 (1967) pp. 2209-2227.
- [21] N. Maculan, “The Steiner problem in graphs”, *Ann. Discrete Math.* 31 (1987), pp. 185-212.
- [22] T. L. Magnanti and R. T. Wong, “Network design and transportation planning: Models and algorithms”, *Transp. Sci.* 18 (1984) pp. 1-55.
- [23] A. Claus and N. Maculan, “Une nouvelle formulation du problème de Steiner sur un graphe”, *Technical Report 280*, Centre de Recherche sur les Transports, Université Montréal (1983).

- [24] A. Segev, “The node-weighted Steiner tree problem”, *Networks* 17 (1987) pp. 1-17.
- [25] A. Iwainsky, E. Canuto, O. Taraszow and A. Villa, “Network decomposition for the optimization of connection structures”, *Networks* 16 (1986) pp. 205-235.
- [26] C. W. Duin and A. Volgenant, “Some generalizations of the Steiner problem in graphs”, *Networks* 17 (1987) pp. 353-364.
- [27] Z. A. Melzak, “On the problem of Steiner”, *Canad. Math. Bull.* 4 (1961) pp. 143-148.
- [28] S. Bhaskaran and F. J. M. Salzbom, “Optimal design of gas pipeline networks”, *J. Oper. Res. Soc.* 30 (1979) pp. 1047-1060.
- [29] E. J. Cockayne, “On the steiner problem”, *Canad. Math. Bull.* 10 (1967) pp. 451-460.