



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão  
Considerando Análise de Confiabilidade e Incertezas na  
Demanda Futura**

**Lina Paola Garcés Negrete**

Ilha Solteira, 25 de fevereiro de 2010

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA JÚLIO DE MESQUITA FILHO - UNESP

FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão  
Considerando Análise de Confiabilidade e Incertezas na  
Demanda Futura**

Candidata: Lina Paola Garcés Negrete.

Orientador: Prof. Dr. Rubén A. Romero.

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia - UNESP - Campus de Ilha Solteira, para obtenção do título de *Doutora em Engenharia Elétrica*.  
Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira - SP

Fevereiro/2010

## FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação  
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

G216p      Garcés Negrete, Lina Paola.  
Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando análise de confiabilidade e incertezas na demanda futura / Lina Paola Garcés Negrete.  
-- Ilha Solteira : [s.n.], 2010.  
145 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2010

Orientador: Rubén A. Romero  
Bibliografia: p. 133-137

1. Energia elétrica – Transmissão. 2. Sistemas de energia elétrica – Planejamento. 3. Sistemas de energia elétrica – Confiabilidade. 4. Metaheurísticas. 5. Algoritmos genéticos. 6. Programação não-linear inteira mista. 7. Mercados elétricos. 8. Programação bi-nível. 9. Dualidade (Matemática).



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA  
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

### CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

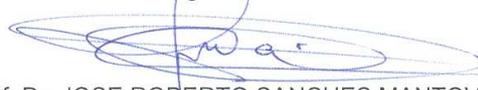
**TÍTULO:** Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando análise de confiabilidade e incertezas na demanda futura

**AUTORA:** LINA PAOLA GARCES NEGRETE

**ORIENTADOR:** Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

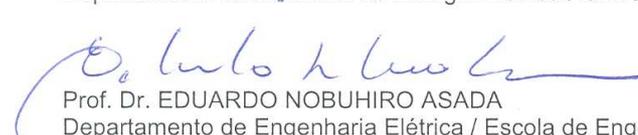
Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR em ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:

  
Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

  
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

  
Profa. Dra. ANNA DIVA PLASENCIA LOTUFO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

  
Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

  
Prof. Dr. EDUARDO NOBUHIRO ASADA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos-USP

Data da realização: 25 de fevereiro de 2010.

*Dedico este trabalho à minha família,  
meu namorado Mário Sérgio e,  
todos meus amigos na Colômbia, Brasil e Espanha.*

# ***AGRADECIMENTOS***

Agradeço a Deus por me permitir realizar este trabalho com muita responsabilidade e dignidade.

Quero agradecer também, aos meus pais e a minha família pelo apoio, carinho e a força, embora longe mas sempre perto de coração.

Agradeço ao meu namorado Mário Sérgio, pela boa companhia nesses últimos anos, pelo amor e pela sua valiosa ajuda a todo momento.

Meus mais sinceros agradecimentos ao Professor Rubén pela confiança, orientação e ajuda, não somente acadêmica, em todo o período do meu Doutorado.

Ao professor Antonio Conejo pelas boas sugestões e a colaboração, neste trabalho e em outros realizados durante meu estágio na Universidade de Castilla-La Mancha (UCLM). Também agradeço à Professora Raquel da UCLM pelas contribuições feitas a este trabalho, pela colaboração e amizade.

Aos professores, amigos e companheiros do LaPSEE pelas boas discussões, amizade e ajuda. Aos meus amigos de Ilha Solteira, muito obrigada pela amizade e pelo apoio em todo esse tempo. Aos que conheci nesta cidade e já não moram mais aqui, mas que ainda são e sempre serão meus amigos.

Agradeço aos meus amigos Colombianos que aqui estão e aos que passaram pelo LaPSEE, em especial ao Galvis, Gallego e o Jesús, pelo apoio moral, pela companhia e amizade. À senhora Lucila por sua disposição e ajuda de sempre.

Agradeço ao pessoal do Laboratório GSEE na UCLM pelas interessantes discussões e pela amizade. Aos meus amigos em Ciudad Real, pessoas que fizeram mais fácil meu estágio na Espanha.

Finalmente, agradeço à FEPISA, CAPES, ao Programa AL $\beta$ an, e em especial à FAPESP, pelo apoio financeiro no desenvolvimento do trabalho.

# ***RESUMO***

Nessa pesquisa tem-se por objetivo a análise teórica e a implementação computacional de duas propostas de solução ao problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica considerando diferentes fatores relacionados com a confiabilidade do sistema e a adoção dos novos modelos de mercados elétricos. É importante notar, que no planejamento básico não são levados em conta esses importantes aspectos. Dessa forma, uma primeira aproximação considera um critério de confiabilidade para expandir o sistema, de forma que ele opere adequadamente no horizonte de planejamento satisfazendo um nível de confiabilidade pré-definido. O índice de confiabilidade utilizado para exigir esse nível de confiabilidade é o LOLE, que corresponde ao número médio de horas/dias em um período dado (normalmente um ano) no qual o pico da carga horária/diária do sistema possivelmente excederá a capacidade de geração disponível. O problema de planejamento considerando a confiabilidade é, portanto, formulado como um problema de otimização que minimiza o investimento sujeito ao critério de confiabilidade. O índice de confiabilidade para o sistema de transmissão é calculado para cada configuração, subtraindo o índice de confiabilidade do sistema de geração do sistema composto geração-transmissão (*bulk power system*). Para calcular o índice no sistema composto geração-transmissão, utiliza-se uma curva de duração de carga efetiva para este sistema. Esta curva acumulada de carga é obtida de um processo de convolução de outras duas curvas que representam a função de distribuição de probabilidade (FDP) das saídas aleatórias dos componentes do sistema e a curva de duração de carga, respectivamente. A avaliação de confiabilidade no sistema de geração é feita usando um método que calcula o índice de confiabilidade por meio dos momentos estatísticos da curva de distribuição de frequências das cargas equivalentes do sistema. Essa curva é calculada pela convolução das unidades de geração despachadas em ordem do mérito. A técnica de solução que se propõe para resolver o modelo anterior é um algoritmo genético especializado de Chu-Beasley (AGCB). Resultados detalhados da aplicação da metodologia em dois sistemas testes são analisados e discutidos. Uma segunda abordagem ao problema de planejamento considera o funcionamento dos mercados elétricos. Nesta modelagem é utilizado um problema de programação bi-nível, onde o planejador do sistema é representado por meio de um problema de nível superior que minimiza seus investimentos e colabora com o bom desempenho do mercado elétrico. Este problema de nível superior é restrito por um conjunto de problemas de nível inferior que representam o comportamento do mercado elétrico e, cujo objetivo é a maximização do benefício social declarado pelos agentes do mercado. O modelo bi-nível proposto é transformado em um problema linear inteiro misto usando conceitos da teoria da dualidade e esquemas de linearização. Finalmente, são feitos uns testes no sistema de Garver e no sistema IEEE - RTS para mostrar a aplicação e o interesse da modelagem bi-nível proposta.

**Palavras-chave:** Planejamento de Sistemas de Transmissão. Confiabilidade. Metaheurísticas. Algoritmos genéticos. Programação não linear inteira mista. Mercados elétricos. Programação bi-nível. Teoria da dualidade.

# *Abstract*

This work aims to the theoretical analysis and computational implementation of two proposals for the transmission expansion planning problem considering several factors such as system reliability and new electricity market structures. It is important to observe, that the basic planning does not consider these issues. Therefore, one first approach considers a reliability criterion to expand the system, so that it operates in adequate conditions in the horizon planning while satisfying pre-defined limits in the reliability index. Transmission system reliability criterion regards to LOLE, which refers to the number of hours/days in a specified period of time (normally one year), in which the hourly/daily peak load possibly will exceed the available generation capacity. So, the planning problem considering reliability is formulated as an optimization problem that minimizes the investment subject to probabilistic reliability criterion. Reliability index for the transmission system is calculated for each configuration by subtraction of generation and bulk power reliability indexes. A composite power system effective load curve is used for reliability analysis of the bulk power system. This accumulate curve is obtained convolving two curves, one of them corresponding to a probability distribution function of the random outages of the system components, and the other one corresponding to the load duration curve. Reliability assessment in the generation system is done using a method that calculates the reliability index through the statistics moments of the frequency distribution of equivalent loads. This curve is obtained by convolving the generation units which are dispatched in merit order. The proposed model is solved using the specialized genetic algorithm of Chu-Beasley (AGCB). Detailed results on two test systems are analyzed and discussed. A second approach to the transmission expansion planning problem considers the operation of electricity markets. A bi-level model is used, where the transmission planner is represented through the upper-level problem that minimizes network cost investment while facilitating energy trading. This upper-level problem is constrained by a collection of lower-level market clearing problems representing pool trading, whose individual objectives consist on the maximization of the declared social welfare by market agents. Using the duality theory, the proposed bi-level model is recast as a mixed-integer linear programming problem. Finally, detailed results from Garver and IEEE-RTS systems are presented to show the tractability and interest of the proposed approach.

**Keywords:** Transmission network planning. Reliability. Metaheuristics. Genetic algorithms. Mixed-integer nonlinear programming. Electricity market. Bi-level programming. Duality theory.

# ***LISTA DE FIGURAS***

3.1	Níveis de hierarquia para avaliação de confiabilidade. . . . .	p. 43
3.2	Sistemas atual e equivalente no nível I de hierarquia. . . . .	p. 45
3.3	Fluxograma - Análise de confiabilidade no sistema de geração. . . . .	p. 48
3.4	Exemplo- Sistema de Geração. . . . .	p. 49
3.5	Exemplo- Perfil de carga diária. . . . .	p. 49
3.6	Exemplo- FDP da curva de carga diária. . . . .	p. 50
3.7	Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 1). . . . .	p. 50
3.8	Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 2). . . . .	p. 50
3.9	Exemplo- Nova curva de carga equivalente depois de incluir o Gerador 1. . .	p. 51
3.10	Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 4). . . . .	p. 51
3.11	Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 5). . . . .	p. 51
3.12	Exemplo- Nova curva de carga equivalente depois de incluir o Gerador 3. . .	p. 52
3.13	Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 7). . . . .	p. 52
3.14	Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem para o resto das unidades. . .	p. 53
3.15	Sistemas atual e equivalente no Nível Hierárquico II. . . . .	p. 54
3.16	Fluxograma - Análise de confiabilidade no sistema composto de geração- transmissão. . . . .	p. 58
3.17	Fluxograma do algoritmo genético especializado de Chu-beasley implemen- tado. . . . .	p. 61
3.18	Codificação proposta para o problema. . . . .	p. 62
3.19	Manipulação das infactibilidades. . . . .	p. 64
3.20	Recombinação de um simples ponto. . . . .	p. 65

3.21	Operador genético da mutação. . . . .	p. 66
4.1	Sistema de duas barras. . . . .	p. 69
4.2	Sistema MRBTS. . . . .	p. 70
4.3	Forma característica da CMELDC. . . . .	p. 70
4.4	CMELDC da barra 2 do sistema MRBTS, passo=2,5. . . . .	p. 72
4.5	CMELDC da barra 2 do sistema MRBTS, passo=5,0. . . . .	p. 72
4.6	Sistema MRBTS para planejamento. . . . .	p. 73
4.7	Curvas de duração de carga diária invertida. . . . .	p. 75
4.8	Plano de expansão para o sistema MRBTS para um LOLE pré-definido de 100 h/ano. . . . .	p. 76
4.9	Evolução da função objetivo e da função de infactibilidades. . . . .	p. 77
4.10	Plano de expansão para o sistema MRBTS para um LOLE pré-definido de 150 h/ano. . . . .	p. 78
4.11	Evolução da função objetivo e da função de infactibilidades. . . . .	p. 79
4.12	Sistema IEEE-RTS. . . . .	p. 80
4.13	Plano de expansão para o sistema IEEE-RTS considerando um LOLE pré- definido de 100 h/ano. . . . .	p. 81
4.14	Evolução da função objetivo e da função de infactibilidades - Sistema IEEE- RTS. . . . .	p. 82
5.1	Modelo de ofertas simples. . . . .	p. 95
5.2	Interação dos dois níveis de otimização na formulação proposta. . . . .	p. 98
6.1	Sistema de Garver. . . . .	p. 113
6.2	Solução do sistema de Garver considerando um modelo de minimização de custos (Cenário 1). . . . .	p. 116
6.3	Solução do sistema de Garver considerando um modelo de minimização de custos (Cenário 2). . . . .	p. 117
6.4	Solução do sistema de Garver considerando um modelo de minimização de custos (Cenário 3). . . . .	p. 118

6.5	Plano de expansão do sistema de Garver considerando a modelagem bi-nível.	p. 119
6.6	Sistema IEEE - RTS.	p. 122
6.7	Plano de expansão do sistema IEEE-RTS, caso sem cenários de contingências.	p. 125
A.1	Curva de duração de carga do sistema de duas barras.	p. 138
A.2	Forma geral das curvas de duração de carga diária.	p. 140

# *LISTA DE QUADROS*

3.1	Ordem de mérito no despacho da geração. . . . .	p. 49
4.1	Tamanho da discretização da CMELDC para o sistema MRBTS. . . . .	p. 71
4.2	Comparação dos índices obtidos para o sistema composto geração-transmissão. . . . .	p. 71
4.3	Características das linhas do sistema MRBTS. . . . .	p. 74
4.4	Características dos geradores do sistema MRBTS. . . . .	p. 74
4.5	Demandas máximas do sistema MRBTS. . . . .	p. 74
4.6	Índices de confiabilidade da configuração base do sistema MRBTS. . . . .	p. 75
4.7	Índices de confiabilidade da configuração base do sistema IEEE-RTS. . . . .	p. 79
6.1	Dados de linhas para o sistema de Garver. . . . .	p. 114
6.2	Dados dos Geradores e os Consumidores para o sistema de Garver. . . . .	p. 115
6.3	Características dos cenários para o sistema de Garver. . . . .	p. 115
6.4	Soluções para o sistema de Garver. . . . .	p. 120
6.5	Solução ao sistema de Garver considerando contingências simples. . . . .	p. 121
6.6	Dados dos Geradores e dos Consumidores para o sistema IEEE-RTS. . . . .	p. 123
6.7	Características dos cenários para o sistema IEEE-RTS no caso sem contingências. . . . .	p. 124
6.8	Soluções para o sistema IEEE-RTS no caso sem contingências. . . . .	p. 124
6.9	Soluções para o sistema IEEE-RTS no caso com contingências simples. . . . .	p. 126
6.10	Características dos cenários para o sistema IEEE-RTS no caso multi-contingências. . . . .	p. 127
6.11	Soluções para o sistema IEEE-RTS no caso multi-contingências. . . . .	p. 129
7.1	Aspectos considerados nas duas abordagens ao problema. . . . .	p. 131

A.1	Dados dos componentes do sistema de duas barras. . . . .	p. 138
A.2	Dados dos componentes do sistema de MRBTS. . . . .	p. 139
A.3	Dados das linhas do sistema IEEE-RTS. . . . .	p. 141
A.4	Dados dos geradores do sistema IEEE-RTS. . . . .	p. 142
A.5	Demandas máximas do sistema IEEE-RTS. . . . .	p. 143

# ***LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS***

## **ADLC**

Duração média de corte de carga, do inglês *Average Duration of Load Curtailments*.

## **AG**

Algoritmo genético.

## **AGCB**

Algoritmo genético especializado de Chu-Beasley.

## **ASAI**

Disponibilidade média do serviço, do inglês *Average Service Availability Index*.

## **ASUI**

Indisponibilidade média do serviço, do inglês *Average Service Unavailability Index*.

## **BPECI**

Índice do corte de energia ou potência no sistema composto, do inglês *Bulk Power/Energy Curtailment Index*.

## **BPII**

Índice de interrupção do sistema composto, do inglês *Bulk Power Interruption Index*.

## **CAIDI**

Índice da duração de interrupção média por consumidor, do inglês *Customer Average Interruption Duration Index*.

## **CAIFI**

Índice da frequência de interrupção média por consumidor, do inglês *Customer Average Interruption Frequency Index*.

## **CDC**

Curva de duração de carga.

**CDCESC**

Curva de duração de carga efetiva para o sistema composto geração-tranmissão.

**EDLC**

Duração esperada de corte de carga, do inglês *Expected Duration of Load Curtailments*.

**EDNS**

Demanda esperada não fornecida, do inglês *Expected Demand Not Supplied*.

**EEG**

Energia gerada esperada, do inglês *Expected Energy Generation*.

**EENS**

Energia esperada não fornecida, do inglês *Expected Energy Not Supplied*.

**EFLC**

Frequência esperada de corte de carga, do inglês *Expected Frequency of Load Curtailments*.

**ELC**

Quantidade esperada de corte de carga, do inglês *Expected Load Curtailments*.

**ENS**

Energia não fornecida, do inglês *Energy Not Supplied*.

**FDP**

Função de distribuição de probabilidade.

**FOR**

Taxa de saída forçada, do inglês *Failure Outage Rate*.

**GAMS**

do inglês *General Algebraic Modeling System*.

**GENCOs**

Companhias de geração, do inglês *Generation Companies*.

**GFS**

Gerador fictício sintetizado.

**GRASP**

Procedimento de busca adaptativa, aleatória e gulosa, do inglês *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*.

**IEEE-RTS**

Sistema teste para confiabilidade da IEEE, do inglês *IEEE Reliability Test System*.

**KKT**

Karush-Kuhn-Tucker.

**LKC**

Lei de Kirchhoff das correntes.

**LKV**

Lei de Kirchhoff das tensões.

**LOEE**

Expectativa de perda de energia, do inglês *Loss Of Energy Expectation*.

**LOLD**

Duração da perda de carga, do inglês *Loss Of Load Duration*.

**LOLE**

Expectativa de perda de carga, do inglês *Loss of Load Expectation*.

**LOLF**

Frequência da perda de carga, do inglês *Loss Of Load Frequency*.

**LOLP**

Probabilidade de perda de carga, do inglês *Loss Of Load Probability*.

**MRBTS**

Sistema teste modificado de Roy Billinton, do inglês *Modified Roy Billinton Test System*.

**OM**

Operador do mercado.

**OST**

Operador do sistema de transmissão.

**PLC**

Probabilidade do corte de carga, do inglês *Probability of Load Curtailments*.

**SAIDI**

Índice da duração de interrupção média do sistema, do inglês *System Average Interruption Duration Index*.

**SAIFI**

Índice da frequência de interrupção média do sistema, do inglês *System Average Interruption Frequency Index*.

**TRANCOS**

Companhias de transmissão, do inglês *Transmission Companies*.

# *LISTA DE SÍMBOLOS*

$AP_{sij}^k$  Máxima chegada de potência ao ponto de carga  $k$ .

$LOLE_R$  Valor pré-definido pelo planejador para o índice de confiabilidade em h/ano.

$LOLE_{TS}$  Valor do LOLE calculado do sistema expandido em h/ano.

$M$  Constante positiva.

$S$  Matriz incidência do sistema.

$\Gamma^{\max}$  Limite superior da variável contínua  $\phi_k^-(w)$ .

$\Omega^D$  Conjunto de índices das demandas do sistema.

$\Omega^G$  Conjunto de índices dos geradores do sistema.

$\Omega^{L+}$  Conjunto das linhas novas adicionadas ao sistema.

$\Omega^L$  Conjunto de todas as linhas do sistema.

$\Omega^N$  Conjunto de índices das barras do sistema.

$\Omega^W$  Conjunto de todos os cenários.

$\Omega_i$  Conjunto de índices dos blocos oferecidos pelo gerador  $i$ .

$\Omega_j$  Conjunto de índices dos blocos da oferta da demanda  $j$ .

$\Phi_i$  Função que representa a curva de duração de carga no ponto de carga  $i$ .

$\Psi_s^D$  Conjunto de índices das demandas localizados na barra  $s$ .

$\Psi_s^G$  Conjunto de índices dos geradores localizados na barra  $s$ .

$\alpha$  Fator de penalização para a demanda não fornecida.

$\alpha_j^{\max}(w)$  Variável dual associada à restrição do limite na demanda não fornecida.

$\alpha_j^{\min}(w)$  Variável dual associada à restrição de não-negatividade da demanda não fornecida.

$\beta_{jh}^{\max}(w)$  Variável dual associada à restrição dos tamanhos máximos dos blocos das ofertas de compra.

$\beta_{jh}^{\min}(w)$  Variável dual associada à restrição de não-negatividade dos blocos das ofertas de compra.

$\chi_s(w)$  Variável dual associada à restrição que fixa o ângulo da tensão na barra de referência.

$\delta$  Fator de peso que permite transformar os níveis de demanda fornecida em unidades de custo.

$\delta(w)$  Peso de cada cenário  $w$ .

$\gamma_j$  Susceptância do circuito  $i - j$ .

$\lambda_{Djh}$  Preço de compra do bloco  $h$  da demanda  $j$  (€/MWh).

$\lambda_{Gib}$  Preço de venda do bloco  $b$  do gerador  $i$  (€/MWh).

$\lambda_s(w)$  Variável dual associada à equação de balanço de potência.

$\phi_k(w)$  Variável dual associada à equação do fluxo de potência nas linhas.

$\phi_k^{\max}(w)$  Variável dual associada à restrição de fluxo máximo nas linhas.

$\phi_k^{\min}(w)$  Variável dual associada à restrição de fluxo mínimo nas linhas.

$\rho_j(w)$  Variável dual associada à restrição que limita o consumo mínimo de potência.

$\sigma$  Fator de peso para comparar o investimento anual e o benefício social do mercado.

$\theta_s(w)$  Ângulo da tensão da barra  $s$  no cenário  $w$  (radians).

$\varphi_{ib}^{\max}(w)$  Variável dual associada à restrição dos tamanhos máximos dos blocos das ofertas de venda.

$\varphi_{ib}^{\min}(w)$  Variável dual associada à restrição de não-negatividade dos blocos das ofertas de venda.

$\xi_s^{\max}(w)$  Variável dual associada à restrição do limite mínimo para o ângulo das tensões.

$\xi_s^{\min}(w)$  Variável dual associada à restrição do limite máximo para o ângulo das tensões.

$b_k$  Susceptância da linha  $k$ .

$c_j^U$  Custo da carga não fornecida para o consumidor  $j$  (€/MWh).

- $c^{\max}$  Limite no investimento para a expansão da rede (€).
- $c_k$  Investimento na construção da linha  $k$  (€).
- $d_{jh}(w)$  Potência consumida pelo bloco  $h$  da demanda  $j$  no cenário  $w$  (MW).
- $d_{jh}^{\max}(w)$  Tamanho do bloco  $h$  da oferta de compra feita pelo consumidor  $j$  no cenário  $w$  (MW).
- $d_j^{\max}(w)$  Máxima potência consumida no ponto de carga  $j$  e no cenário  $w$  (MW).
- $d_j^{\min}(w)$  Mínima potência consumida no ponto de carga  $j$  e no cenário  $w$  (MW).
- $f_k(w)$  Fluxo de potência da linha  $k$  no cenário  $w$  (MW).
- $f_k^{\max}$  Capacidade máxima da linha  $k$  (MW).
- $f_{osi}^k$  Função de distribuição de probabilidade do gerador fictício sintetizado.
- $g_{ib}(w)$  Potência produzida pelo bloco  $b$  do gerador  $i$  no cenário  $w$  (MW).
- $g_{ib}^{\max}(w)$  Tamanho do bloco  $b$  da oferta de venda feita pelo gerador  $i$  no cenário  $w$  (MW).
- $n_{ij}$  Número de circuitos adicionados no caminho  $i - j$ .
- $n_{ij}^o$  Número de circuitos no sistema base no caminho  $i - j$ .
- $o(k)$  Barra de envio da linha  $k$ .
- $r(k)$  Barra de recebo da linha  $k$ .
- $r_j(w)$  Carga não fornecida na barra de carga  $j$  no cenário  $w$  (MW).
- $x_k$  Variável binária que é igual a 1 se a linha  $k$  é construída e 0 no caso contrário.
- $\phi_k^-(w)$  Variável auxiliar contínua para a linha  $k$  e cenário  $w$  que é usada para a linearização.
- $n_{ij}^{\max}$  Número máximo de adições permitidas no caminho  $i - j$ .

# *SUMÁRIO*

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	p. 22
<b>I</b>	<b>Primeira Parte</b>	<b>26</b>
<b>2</b>	<b>MODELO CLÁSSICO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO</b>	p. 27
2.1	Definição do problema . . . . .	p. 27
2.2	Modelagem matemática . . . . .	p. 28
2.2.1	Modelo de transportes . . . . .	p. 28
2.2.2	Modelo híbrido não linear . . . . .	p. 30
2.2.3	Modelo DC . . . . .	p. 31
2.3	Métodos de solução . . . . .	p. 33
<b>3</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E INCERTEZAS NA DEMANDA</b>	p. 35
3.1	Introdução . . . . .	p. 35
3.1.1	Planejamento determinístico versus planejamento probabilístico . . . . .	p. 36
3.1.2	Motivação para a inclusão da incerteza na demanda no modelo . . . . .	p. 37
3.2	Modelagem matemática . . . . .	p. 37
3.3	Avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão . . . . .	p. 42
3.3.1	Avaliação da confiabilidade no sistema de geração (Nível I de hierarquia) . . . . .	p. 45

3.3.2	Avaliação da confiabilidade no sistema composto geração-transmissão (Nível II de hierarquia) . . . . .	p. 52
3.4	Algoritmo de resolução: Algoritmo genético especializado de Chu-Beasley . . . . .	p. 58
3.4.1	Codificação dos indivíduos . . . . .	p. 61
3.4.2	População inicial . . . . .	p. 62
3.4.3	Função objetivo e manipulação das infeasibilidades . . . . .	p. 62
3.4.4	Seleção . . . . .	p. 63
3.4.5	Recombinação . . . . .	p. 65
3.4.6	Mutação . . . . .	p. 66
3.4.7	Melhoria local para um indivíduo . . . . .	p. 66
3.4.8	Substituição da população . . . . .	p. 67
<b>4</b>	<b>TESTES E RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO MODELO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E INCERTEZAS NA DEMANDA</b> . . . . .	<b>p. 68</b>
4.1	Testes na avaliação de confiabilidade do sistema de geração . . . . .	p. 68
4.2	Testes na avaliação de confiabilidade do sistema composto geração-transmissão . . . . .	p. 69
4.3	Solução ao planejamento considerando a confiabilidade e a variabilidade na demanda . . . . .	p. 73
4.3.1	Sistema teste de Roy Billinton Modificado (MRBTS) . . . . .	p. 73
4.3.2	Sistema IEEE-RTS . . . . .	p. 78
<b>II</b>	<b>Segunda Parte</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>MODELO BI-NÍVEL PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO SOB AMBIENTES DE MERCADOS ELÉTRICOS</b> . . . . .	<b>p. 85</b>
5.1	Introdução . . . . .	p. 85
5.2	Conceitos de programação bi-nível . . . . .	p. 87
5.2.1	Métodos de solução . . . . .	p. 90

5.3	Considerações relevantes da modelagem bi-nível do planejamento sob ambientes de mercados . . . . .	p. 93
5.3.1	Modelagem de mercado elétrico . . . . .	p. 94
5.3.2	Modelagem da incerteza . . . . .	p. 96
5.4	Modelagem bi-nível para o planejamento da transmissão sob um contexto de mercados . . . . .	p. 97
5.5	Reformulação não-linear inteira mista usando a teoria da dualidade . . . . .	p. 102
5.6	Formulação linear equivalente . . . . .	p. 105
5.7	Modelo equivalente usando as condições de Karush-Kuhn-Tucker . . . . .	p. 109
<b>6</b>	<b>TESTES E RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO MODELO BI-NÍVEL</b>	<b>p. 112</b>
6.1	Exemplo ilustrativo: Sistema de Garver . . . . .	p. 112
6.1.1	Dados do sistema . . . . .	p. 112
6.1.2	Resultados da simulação . . . . .	p. 115
6.2	Estudo de caso: IEEE - Reliability Test System . . . . .	p. 120
6.2.1	Dados do sistema . . . . .	p. 121
6.2.2	Resultados da simulação . . . . .	p. 122
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>p. 131</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>p. 133</b>
	<b>Apêndice A – Sistemas testes</b>	<b>p. 138</b>
A.1	Dados do sistema de duas barras usados na avaliação de confiabilidade . . . . .	p. 138
A.2	Dados do sistema MRBTS usados na avaliação de confiabilidade . . . . .	p. 138
A.3	Sistema IEEE-RTS . . . . .	p. 139
	<b>Apêndice B – Publicações em periódicos e anais de congressos</b>	<b>p. 144</b>

# *1 INTRODUÇÃO*

O problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica tem como objetivo determinar a rede de transmissão, que deve ser construída para atender as necessidades da demanda projetada para diferentes cenários de longo prazo, minimizando os investimentos e satisfazendo alguns critérios de operação do sistema.

O problema é um clássico dos sistemas de energia elétrica, onde a modelagem matemática corresponde a um modelo não linear inteiro misto pois se incluem nas restrições funções não lineares, variáveis reais e variáveis inteiras. Cabe ressaltar, que os sistemas de transmissão são de grande porte e, portanto o problema resultante é de difícil solução e muito complexo.

Nos últimos anos o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão com acesso aberto ao sistema, tem sido um aspecto importante na indústria de energia elétrica. O acesso aos mercados elétricos mudou a estrutura dos sistemas elétricos de potência da indústria convencional de monopólio para mercados competitivos. Nesses mercados competitivos o sucesso do negócio depende principalmente do preço da energia vendida e da qualidade do fornecimento da energia, incluindo qualidade da tensão e confiabilidade do serviço.

No novo contexto da indústria elétrica, a expansão do sistema está enfocada no investimento e na operação, como resultados de decisões baseadas na maximização do lucro (benefícios adicionais a produtores e consumidores), o que está sujeito a uma grande incerteza. Pelo contrário, na indústria convencional (verticalmente integrada) a expansão do sistema tem como objetivo principal fornecer energia elétrica aos usuários de maneira econômica e com um aceitável grau de qualidade e continuidade.

A rede de transmissão desempenha um papel muito importante nos novos ambientes competitivos porque permite a participação ativa de todos os agentes do mercado. Teoricamente, se espera que a rede de transmissão forneça um acesso não discriminatório a todos os participantes do mercado, com o objetivo de aumentar a competitividade e prevenir a existência de monopólios e domínios de geração nas transações. A desregulamentação do mercado tem introduzido diferentes mudanças nos critérios de expansão, tais como objetivos conflitantes e

incremento nas incertezas. Por isso, é ainda mais difícil modelar e implementar projetos para o planejamento da expansão da transmissão. Pelo exposto anteriormente, é recomendável que as novas propostas de solução para o problema de planejamento da expansão da transmissão considerem características próprias desses ambientes competitivos ou de mercado aberto, de tal forma que as decisões de expansão favoreçam economicamente aos agentes que participam do mercado de energia elétrica. Portanto, resulta em uma desafiante tarefa desenvolver planos de expansão que considerem, com mais detalhes, a avaliação de confiabilidade e de parâmetros econômicos na rede de transmissão de maneira prática e eficaz, e que além disso, considere incertezas nos investimentos, nos critérios de confiabilidade, previsão de cargas, características do sistema, entre outros. Então, é clara a necessidade de pesquisar e propor novas abordagens para o problema de planejamento para incluir todos esses aspectos dos novos ambientes dos sistemas elétricos e procurar encontrar soluções boas e computacionalmente eficazes.

Neste trabalho, inicialmente é proposta uma metodologia para o problema de planejamento da expansão considerando um critério probabilístico de confiabilidade e a variabilidade da demanda futura. Um plano de expansão ótimo é encontrado minimizando, principalmente, o investimento na construção de novas linhas sujeito a um critério probabilístico de confiabilidade, que considera as incertezas nas disponibilidades dos componentes do sistema de transmissão. O critério de confiabilidade que se utiliza é uma restrição do nível de confiabilidade exigido para o sistema de transmissão, isto é, uma restrição que impõe um limite ao valor do índice de confiabilidade de expectativa de perda de carga do sistema (*LOLE*, do inglês *Loss Of Load Expectation*). Além da restrição de confiabilidade, o modelo proposto considera que a demanda em cada barra do sistema não é um valor fixo, e portanto, pode variar entre um valor mínimo e um valor máximo; isto com o objetivo de representar as incertezas embutidas na predição do valor de demanda máxima do sistema. O modelo proposto é resolvido usando um algoritmo genético especializado de Chu-Beasley (AGCB), que faz parte das técnicas evolutivas e que permite ser implementado eficazmente para resolver este tipo de problemas obtendo soluções de boa qualidade.

Adicionalmente ao modelo anterior, apresenta-se uma nova proposta para o problema de planejamento da expansão sob ambientes de mercados elétricos. Esta aproximação é modelada usando a programação bi-nível, onde um problema de nível superior representa os objetivos do operador do sistema e onde são feitas as decisões dos investimentos, e vários problemas de nível inferior que representam a operação do mercado considerando diferentes cenários. Os cenários incluem variações na demanda e contingências em algumas linhas do sistema. Usando a teoria da dualidade e alguns esquemas de linearização, esse problema bi-nível é transformado em um problema linear inteiro misto que pode ser resolvido usando um software apropriado para este

tipo de problema.

As duas propostas anteriores, uma que considera a confiabilidade e a outra que considera os mercados elétricos, são testadas em diferentes sistemas descritos na literatura especializada. Os resultados em cada caso são detalhados e discutidos para mostrar o interesse e a implementação das diferentes abordagens.

As principais contribuições deste trabalho são:

1. Apresentar uma metodologia eficiente para resolver o problema de planejamento da expansão da transmissão considerando, explicitamente, a confiabilidade do sistema e a variabilidade da demanda futura dentro de um intervalo definido.
2. Definir um modelo de programação não-linear inteiro misto incluindo um limite superior no índice de confiabilidade e variabilidade da demanda prevista.
3. Resolver o modelo do item anterior usando um algoritmo genético especializado de Chu-Beasley modificado para poder ser aplicado ao problema de planejamento.
4. Fornecer uma abordagem ao problema da expansão da transmissão que represente eficazmente a competição do mercado através de um problema de programação bi-nível.
5. Usar a teoria da dualidade para transformar a formulação bi-nível do item anterior em um problema linear inteiro misto padrão, o qual possa ser resolvido usando um software de resolução.
6. Analisar e discutir os resultados de diferentes sistemas testes, com o fim de ilustrar a aplicação das duas abordagens.

Como neste trabalho são propostas duas metodologias para resolver o problema de planejamento, o texto é dividido em duas partes: uma primeira parte corresponde à metodologia que resolve o problema considerando a confiabilidade e a variabilidade no valor da demanda futura e, uma segunda parte que corresponde à abordagem sob ambientes de mercados.

O texto apresenta a seguinte estrutura:

A parte I, que descreve a abordagem ao problema de planejamento de expansão de transmissão considerando um critério de confiabilidade e incertezas na demanda futura, é dividida em três capítulos. O capítulo 2 descreve, de forma resumida, o problema de planejamento da expansão básico e centralizado, os conceitos do planejamento estático e as diferentes formulações usadas para sua modelagem. Também são mencionados alguns dos algoritmos de solução para

este problema. No capítulo 3, apresenta-se uma modelagem para o problema de planejamento da expansão da transmissão considerando a confiabilidade. São apresentadas as técnicas usadas para a avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão, que precisa da avaliação de confiabilidade do sistema de geração e do sistema composto geração-transmissão. Também, são detalhados os passos de um algoritmo de solução ao problema usando um algoritmo genético especializado de Chu-Beasley. No capítulo 4, são apresentados os testes feitos ao modelo apresentado no capítulo 3. A aplicação computacional é feita para dois sistemas descritos na literatura especializada, a linguagem de programação utilizada para realizar estes testes é o MATLAB 7.5. Uma análise detalhada dos resultados obtidos também é apresentada.

A parte II, apresenta a abordagem considerando o comportamento dos mercados elétricos. Esta parte é dividida em dois capítulos. No capítulo 5, apresenta-se uma modelagem bi-nível para o problema de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão sob ambientes de mercados elétricos. Inicialmente são apresentados conceitos básicos da programação bi-nível, depois se explica detalhadamente a modelagem proposta para o problema de planejamento considerando o funcionamento dos mercados elétricos de energia. Finalmente, é apresentado o procedimento matemático para transformar o modelo proposto em um problema equivalente linear inteiro misto. No capítulo 6, são analisados e discutidos os resultados da simulação de um exemplo ilustrativo e de um estudo de caso para a metodologia apresentada no capítulo 5. Estas simulações computacionais são realizadas usando o solver CPLEX 11.0 do software GAMS. Adicionalmente, é feita uma comparação das soluções obtidas com o modelo proposto e as obtidas com um modelo clássico de minimização de custos, e com as soluções ao modelo básico e centralizado descritas na literatura.

Finalmente no capítulo 7, são apresentadas as conclusões do trabalho.

## *Parte I*

# *Abordagem considerando um critério de confiabilidade e incerteza na demanda futura*

## ***2 MODELO CLÁSSICO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO***

### **2.1 Definição do problema**

O problema de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão tem como objetivo determinar a rede de transmissão necessária para fornecer a demanda prevista a um baixo custo e satisfazendo um conjunto de critérios técnicos, econômicos e de confiabilidade. Uma solução ao problema de planejamento da expansão especifica onde, quantos e quando devem ser instalados os novos equipamentos no sistema elétrico para que este possa continuar operando de maneira ótima dentro do horizonte de planejamento especificado.

Tradicionalmente, são identificadas duas maneiras para resolver o problema de planejamento. Um planejamento estático que considera somente um horizonte de planejamento e determina o número de linhas que poderiam ser adicionados aos caminhos existentes e possíveis do sistema de transmissão. Nesse caso, é assumido que o investimento é feito no início do período considerado. O segundo é o planejamento dinâmico que determina, além da localização ótima e do tipo de investimento, quando instalar esses novos equipamentos.

O problema de planejamento dos sistemas de transmissão a longo prazo é um clássico dos sistemas de energia elétrica e, sua modelagem matemática ideal corresponde a um problema de programação não linear inteira mista. Ele é classificado como não linear inteiro misto pois inclui funções não lineares, variáveis reais como os fluxos de potências nas linhas, ângulos e módulos de tensão das barras e variáveis inteiras que correspondem às decisões de investimento. Apresenta também o fenômeno de explosão combinatória. Assim, as principais dificuldades na resolução desse tipo de problema estão relacionadas com essa natureza combinatória que, normalmente, leva a um número excessivo de alternativas de solução. Adicionalmente, apresenta um grande número de soluções ótimas locais, tanto assim que quando o sistema é considerado

de grande porte, o número de soluções cresce de maneira exponencial, (ESCOBAR; GAL-LEGO; ROMERO, 2004).

Como todo problema de otimização matemática, o problema de planejamento de sistemas de transmissão pode ser separado em duas partes claramente definidas: a modelagem matemática e a técnica de solução escolhida para resolver esse modelo.

## 2.2 Modelagem matemática

A modelagem consiste na representação de um problema da vida real por meio de um modelo matemático, que relaciona o conjunto de variáveis de decisão usando um conjunto de relações matemáticas que podem assumir formas e tipos variados, (ROMERO; MONTICELLI, 2000). Essa modelagem pode representar, de forma exata ou simplificada, a realidade e quanto mais complexa seja a formulação mais difícil será sua resolução.

Quando é considerado o planejamento de sistemas de transmissão, o correspondente problema na vida real equivale a um sistema elétrico de topologia corrente e, onde se deseja encontrar o plano de expansão ótimo para um horizonte de estudo definido. Nesse contexto, a modelagem ideal para assegurar uma operação adequada do sistema seria um fluxo de carga AC, mas na realidade o uso desse tipo de fluxo ainda é pouco usado pois a modelagem é muito mais complexa e pode apresentar problemas de convergência especialmente em sistemas não conexos ou altamente ilhados.

Na atualidade, considera-se como a modelagem ideal, uma modelagem matemática conhecida como fluxo de carga DC. Essa modelagem tem sido amplamente testada obtendo resultados satisfatórios. Além disso, diferentes algoritmos resolvem de maneira adequada o problema de planejamento usando este tipo de modelagem.

Na literatura especializada existem três modelos matemáticos para representar o problema de planejamento: o modelo de transportes, o modelo híbrido e o modelo DC. Cada um deles será apresentado e discutido a seguir.

### 2.2.1 Modelo de transportes

O modelo de transportes foi a primeira proposta sistemática de modelagem matemática usada no problema de planejamento e, que utilizou conceitos de programação linear. Este modelo foi proposto por Garver (1970).

O método consiste basicamente em uma versão relaxada do modelo DC porque somente considera a lei de Kirchhoff das correntes (LKC) e as capacidades de transmissão das linhas. Isto é, a modelagem não leva em conta a lei de Kirchhoff das tensões (LKV).

No modelo de transportes se deseja encontrar uma configuração que produza o menor investimento e satisfaça as condições de operação do sistema. Neste caso, as condições de operação significam que o sistema deve satisfazer à lei de Kirchhoff das correntes e que os circuitos e os geradores operem dentro dos limites especificados. A lei de Kirchhoff das correntes exige que o somatório dos fluxos de potência que entram em uma barra seja igual ao somatório dos fluxos de potência que saem dessa barra.

Assim, o modelo de transportes tem a seguinte estrutura:

$$\text{Minimizar } v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$Sf + g = d \quad (2.2)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^o) f_{ij}^{\max} \quad (2.3)$$

$$0 \leq g \leq g^{\max} \quad (2.4)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (2.5)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad (2.6)$$

$$f_{ij} \text{ irrestrito} \quad (2.7)$$

onde:

$v$  é o investimento associado às adições de circuitos no sistema,

$c_{ij}$  é o custo de um circuito no caminho  $i - j$ ,

$n_{ij}$  é o número de circuitos adicionados no caminho  $i - j$ ,

$S$  é a matriz incidência do sistema,

$f$  é o vetor de fluxos cujos elementos  $f_{ij}$  representam o fluxo total no caminho  $i - j$ ,

$g$  é o vetor de geração cujos elementos  $g_i$  representam o nível de geração na barra  $i$ ,

$d$  é o vetor da demanda onde seus elementos  $d_i$  representam o nível de consumo na barra  $i$ ,

$n_{ij}^o$  representa o número de circuitos na configuração base,

$f_{ij}^{\max}$  é o fluxo máximo permitido para um circuito no caminho  $i - j$ ,

$g^{\max}$  é o vetor de máxima geração nas barras geradoras e,

$n_{ij}^{\max}$  é o vetor com o número máximo de adições permitidas.

A formulação apresentada originalmente por Garver (1970) é diferente do modelo (2.1) - (2.7), mas as duas formulações são conceitualmente equivalentes.

No modelo de transportes, o conjunto de restrições (2.2) representa as equações correspondentes à lei de Kirchhoff das correntes, as restrições (2.3) correspondem às restrições de capacidade de transmissão dos circuitos. As outras restrições correspondem aos limites e declaração de variáveis.

O modelo apresentado é um problema linear inteiro misto, mas se forem permitidas adições fracionárias de circuitos, isto é, que as variáveis  $n_{ij}$  assumam valores reais, o problema se transformará em um simples problema de programação linear.

A grande vantagem do modelo de transportes é que é um modelo linear e, pelo menos teoricamente, pode-se encontrar as soluções ótimas globais. Assim, por exemplo, um algoritmo de *Branch and Bound* pode encontrar a solução ótima global desde que a convergência não leve a um tempo de processamento proibitivo.

A principal desvantagem é que a solução deste modelo pode estar distante da solução ótima do modelo DC pois o modelo de transportes não necessariamente satisfaz à lei de Kirchhoff das tensões.

Este modelo foi largamente aceito no seu tempo, pois não existiam outros algoritmos para resolver o problema de planejamento. Na atualidade, este método não é utilizado como modelagem principal, mas está sendo usado pelos algoritmos de solução como método de busca inicial.

### 2.2.2 Modelo híbrido não linear

A modelagem matemática do modelo híbrido especifica, na formulação mais pura, que a parcela do sistema elétrico correspondente aos caminhos em que existem linhas na configuração base devem satisfazer as duas leis de Kirchhoff, e a outra parcela dos novos caminhos deve satisfazer unicamente a lei de Kirchhoff das correntes.

Portanto, o modelo híbrido pode ser visto como uma mistura entre o modelo de transportes e o modelo DC. Também, com o modelo híbrido se pretende contornar as desvantagens que apresenta a solução do modelo de transportes.

O modelo matemático do modelo híbrido tem a seguinte forma:

$$\text{Minimizar } v = \sum_{(i,j) \in \Omega_2} c_{ij} n_{ij} \quad (2.8)$$

sujeito a:

$$Sf + g = d \quad (2.9)$$

$$f_{ij} - \gamma_j(n_{ij} + n_{ij}^o)(\theta_i - \theta_j) = 0, \quad \forall (i, j) \in \Omega_1 \quad (2.10)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^o) f_{ij}^{\max} \quad (2.11)$$

$$0 \leq g \leq g^{\max} \quad (2.12)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (2.13)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad (2.14)$$

$$f_{ij} \text{ irrestrito} \quad (2.15)$$

$$\theta_j \text{ irrestrito}, \quad \forall (j) \in \Omega_3 \quad (2.16)$$

em que:

$\gamma_j$  é a susceptância de um circuito existente no caminho  $i - j$  da configuração base,

$\Omega_1$  representa o conjunto de circuitos existentes,

$\Omega_2$  representa o conjunto dos novos circuitos,

$\Omega_3$  representa o conjunto de barras que fazem parte da configuração base e,

$\theta_j$  é a magnitude do ângulo da tensão nas barras existentes na configuração base.

Com o modelo híbrido podem ser encontradas soluções próximas ao modelo DC e com a vantagem de trabalhar eficientemente com as parcelas não conexas do sistema. Entretanto, encontrar uma solução ótima deste problema pode ser quase igual, em complexidade, que resolver o modelo DC.

### 2.2.3 Modelo DC

O modelo DC é uma generalização do modelo de fluxo de carga DC. Este modelo é considerado o modelo ideal para a modelagem do problema de planejamento da transmissão. No modelo DC, o sistema elétrico completo deve satisfazer às duas leis de Kirchhoff.

A formulação do modelo corresponde ao seguinte problema não linear inteiro misto:

$$\text{Minimizar } v = \sum_{(i,j) \in \Omega_2} c_{ij} n_{ij} \quad (2.17)$$

sujeito a:

$$Sf + g = d \quad (2.18)$$

$$f_{ij} - \gamma_j (n_{ij} + n_{ij}^o) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (2.19)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^o) f_{ij}^{\max} \quad (2.20)$$

$$0 \leq g \leq g^{\max} \quad (2.21)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (2.22)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad (2.23)$$

$$f_{ij} \text{ irrestrito} \quad (2.24)$$

$$\theta_j \text{ irrestrito} \quad (2.25)$$

A presença de todas as equações correspondentes às leis de Kirchhoff no modelo anterior transformam este modelo em um problema mais restrito que os outros modelos. Assim, pode-se dizer que o modelo híbrido é um problema relaxado em relação ao modelo DC, pois um conjunto de restrições presentes no modelo DC foi eliminado no modelo híbrido. Da mesma forma, o modelo de transportes é um problema relaxado com respeito aos problemas híbridos e DC pois no modelo de transportes foram eliminadas todas as restrições correspondentes à lei de Kirchhoff das tensões.

Existem outros modelos usados na literatura especializada para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão tais como o modelo linear disjuntivo. Esses modelos não são usados neste trabalho.

As modelagens mais recentes do problema de planejamento da expansão da transmissão incluem dentro do modelo clássico, de maneira explícita, aspectos econômicos e técnicos como a segurança e a confiabilidade do sistema, os mercados elétricos, o congestionamento da rede, entre outros. Silva et al. (2005), apresentam um modelo matemático para o problema de planejamento estático e centralizado considerando o critério de segurança (n-1), e Choi et al. (2005) consideram um critério probabilístico para o planejamento da expansão da transmissão. Outras referências recentes que abordam o problema de planejamento desde diferentes perspectivas serão detalhadas mais adiante.

## 2.3 Métodos de solução

Para resolver os modelos apresentados na seção anterior, tradicionalmente, são usadas várias técnicas que podem ser agrupadas em três grupos, (ROMERO; MONTICELLI, 2000):

1. *Métodos heurísticos ou aproximados*: apresentam a vantagem de fornecer soluções de boa qualidade com esforços computacionais pequenos. Esses métodos raramente encontram a solução ótima. Alguns algoritmos que pertencem a este tipo são o algoritmo de Garver, (GARVER, 1970), o algoritmo de mínimo esforço, (MONTICELLI et al., 1982), o algoritmo de mínimo corte de carga, (PEREIRA; PINTO, 1985), o algoritmo de Villasana-Garver-Salon, (VILLASANA; GARVER; SALON, 1985) e o algoritmo de rede marginal de Levi-Calovic, (LEVI; CALOVIC, 1991).

Romero et al. (2005) propõem um algoritmo heurístico construtivo baseado na ideia básica do algoritmo de Garver, mas usando o modelo DC no lugar do modelo de transportes. Rider, García e Romero (2007), utilizam um algoritmo heurístico construtivo para obter soluções de boa qualidade para o problema de planejamento considerando o modelo AC.

Justificados pelos problemas críticos que apresentam os algoritmos heurísticos clássicos que usam modelos matemáticos relaxados, Romero et al. (2007) propõem um algoritmo heurístico construtivo baseado na estrutura do método de *Branch and Bound*.

2. *Métodos de otimização clássica*: A maioria dos métodos deste tipo usam as técnicas de decomposição matemática. Eles encontram a solução ótima do problema de planejamento e são muito eficientes em sistemas de pequeno e médio portes, mas para sistemas de grande porte podem apresentar um elevado esforço computacional. Algumas das técnicas amplamente usadas são o algoritmo de *Branch and Bound*, a decomposição de Benders e a relaxação, entre outros (BINATO; PEREIRA; GRANVILLE, 2001; ROMERO; MONTICELLI, 1994a, 1994b) .
3. *Metaheurísticas*: Esses métodos foram aplicados com muito sucesso para resolver vários problemas do campo da pesquisa operacional e também em problemas de engenharia elétrica. As soluções obtidas pela aplicação desses métodos encontram soluções ótimas ou quase ótimas mas com um esforço computacional muito alto.

Um método de “*Simulated Annealing*” foi usado por Romero, Gallego e Monticelli (1996) para resolver o problema de planejamento, assim como um método híbrido de “*Simulated Annealing*” foi utilizado por Cortes-Carmona, Palma-Behnke e Moya (2009),

considera-se híbrido pois além de usar o método de “*Simulated Annealing*” adiciona uma fase de busca local.

Os algoritmos genéticos também são usados na solução ao problema de planejamento. Gallego, Monticelli e Romero (1998) apresentam boas soluções ao problema de planejamento usando um algoritmo genético. Uma versão especializada dos algoritmos genéticos, especificamente o algoritmo de Chu-Beasley, foi aplicado com sucesso por Silva et al. (2006) para resolver o planejamento considerando incertezas na demanda futura.

Um método de busca tabu foi usado por Gallego, Romero e Monticelli (2000) para resolver o problema de planejamento básico e centralizado. Silva et al. (2001), usam um método de busca tabu para obter o plano de expansão de dois sistemas reais e de grande porte, obtendo soluções de excelente qualidade em tempos de cálculo razoáveis.

Binato, Oliveira e Araújo (2001) utilizam o método GRASP (do inglês Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) para resolver o problema clássico de planejamento, enquanto que um método de busca dispersa foi usado por Mori e Shimomugi (2007).

Por outro lado, a programação evolucionária foi empregada por Ceciliano e Nieva (1999) para dar solução ao problema de planejamento básico e centralizado e sua solução é comparada com as soluções obtidas através de outras metaheurísticas.

Diversas metaheurísticas também tem sido usadas na solução ao problema de planejamento considerando não somente o modelo básico e centralizado mas também modelos mais especializados que incluem diferentes aspectos técnicos e econômicos da rede.

# **3 *MODELO MATEMÁTICO DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E INCERTEZAS NA DEMANDA***

## **3.1 Introdução**

O planejamento da expansão do sistema de transmissão trata da ampliação e do fortalecimento da rede de transmissão para servir de maneira ótima as demandas do mercado elétrico, satisfazendo um conjunto de restrições técnicas e econômicas.

Em ambientes de mercados elétricos, os índices de confiabilidade são parâmetros importantes na expansão dos sistemas de transmissão. Portanto, é necessário quantificar e fornecer um critério razoável de confiabilidade nos pontos de carga, com o objetivo de oferecer aos consumidores satisfação na hora de pagar pelo serviço.

Quando é considerada a confiabilidade do sistema, o problema de planejamento visa minimizar o investimento sujeito às restrições do nível de confiabilidade, (CHOI et al., 2005).

A confiabilidade é a habilidade do sistema de fornecer energia elétrica nos principais pontos de carga, na quantidade requerida e com um nível aceitável de qualidade e segurança. Segundo os padrões de planejamento para definir a confiabilidade do sistema elétrico, utilizam-se os dois seguintes conceitos:

- Adequação: a habilidade do sistema para fornecer os requerimentos de energia para todos os usuários em todo instante de tempo, levando em conta, saídas programadas e não programadas dos elementos do sistema.

- **Segurança:** a habilidade do sistema elétrico para suportar distúrbios repentinos tais como, curto circuito ou perdas imprevistas de elementos do sistema.

A confiabilidade é um fator que envolve todo o processo de tomada de decisões, do longo até o curto prazo. Assim, o conceito de adequação é geralmente usado para descrever a confiabilidade de longo prazo, e o conceito de segurança refere-se às operações de curto prazo. Portanto, neste trabalho, a confiabilidade do sistema é referenciada desde o ponto de vista da adequação, pois o problema que se trata considera o longo prazo.

Neste estudo se inclui na modelagem do problema de planejamento da expansão a confiabilidade usando os índices de adequação do sistema. A abordagem através do cálculo do LOLE (“Loss Of Load Expectation”/Número esperado de horas de deficit de potência) é utilizada neste trabalho. Essa técnica é a mais largamente empregada em função da simplicidade de sua aplicação.

### **3.1.1 Planejamento determinístico versus planejamento probabilístico**

No planejamento determinístico, o critério que avalia contingências (n-1) é o mais utilizado. O critério de contingências (n-1) exige que a saída de um componente da rede não produza nenhuma instabilidade no sistema, corte de carga, nem a saída em cascata dos demais componentes. Este princípio é conceitualmente forte, fácil de implementar e requer poucas ferramentas computacionais. No entanto, apresenta a desvantagem de não considerar adequadamente a natureza aleatória das saídas dos componentes.

O planejamento probabilístico, usando avaliação quantitativa da confiabilidade, pode levar em conta, adicionalmente às saídas simples, saídas múltiplas e reconhecer a severidade das saídas, como também a probabilidade de sua ocorrência. A avaliação probabilística de confiabilidade é o “núcleo” do planejamento probabilístico da transmissão, (LI; CHOUDHURY, 2007).

Alguns engenheiros de planejamento podem achar um possível conflito entre o critério determinístico e a avaliação probabilística da confiabilidade, mas na verdade não existe esse conflito. Um processo completo de planejamento inclui avaliações ambientais, sociais, técnicas e econômicas, onde a análise probabilística de confiabilidade é só uma parte do processo da avaliação total.

### 3.1.2 Motivação para a inclusão da incerteza na demanda no modelo

Da mesma forma que em outros modelos propostos à solução do problema de planejamento, neste trabalho se incorpora no modelo matemático a incerteza na demanda. A predição da demanda futura de um sistema de potência apresenta um grau inerente de incerteza, principalmente quando se considera o problema de planejamento da expansão que corresponde a um problema de longo prazo. Estas incertezas tem um efeito significativo nos planos de expansão dos sistemas elétricos pois podem ser traduzidas em maiores investimentos que associam uma maior capacidade de transmissão no futuro, e que finalmente podem ser desnecessárias, (ESCOBAR, 2008). Incluir no modelo a incerteza do valor da demanda futura, evita o sobredimensionamento das soluções obtidas, que apresentam investimentos maiores e que, em alguns casos, produzem um efeito negativo na operação futura do sistema. Desta forma, a incerteza na demanda futura pode ser representada por meio de uma função de distribuição normal, onde o valor médio equivale ao valor máximo previsto e seu intervalo de variação corresponde a  $\pm 5\%$ . Portanto, no modelo proposto a demanda do sistema se considera variável e seu valor pode oscilar entre 95% e 105% do seu valor máximo previsto.

## 3.2 Modelagem matemática

O problema de planejamento considerando a confiabilidade e incertezas na demanda futura (as incertezas na demanda são consideradas através de um intervalo variável), minimiza o investimento para a construção de novas linhas de transmissão, sujeito aos critérios de operação adequada da rede e a um critério probabilístico de confiabilidade. A operação adequada da rede é verificada usando o modelo DC modificado, que inclui a variação da demanda fornecida ao sistema dentro de um intervalo provável. O critério de confiabilidade usado, estabelece exigências no índice de confiabilidade do sistema.

Existem várias aproximações para o critério probabilístico de confiabilidade no planejamento, assim a escolha de uma ou outra abordagem depende do projeto de estudo. Entre essas aproximações se encontram, (LI; CHOUDHURY, 2007):

- Um critério de custo por falta de confiabilidade (“Unreliability Cost Criteria”): Neste critério, a falta de confiabilidade do sistema pode ser expressado através de um custo por falta de confiabilidade, de tal forma que a confiabilidade do sistema e a análise econômica possam ser avaliados desde uma base monetária. Existem dois métodos para calcular este custo por falta de confiabilidade: o método do custo total e o método da relação

benefício/custo.

No método do custo total, a ideia básica é que a melhor solução ao planejamento da expansão seja aquela que tenha associada o mínimo custo total. O custo total é calculado como a soma do custo de investimento, o custo de operação e o custo por falta de confiabilidade. O custo de investimento pode ser calculado usando uma análise econômica, o custo de operação é calculado incluindo custos de operação, manutenção e gastos de administração, perdas na rede, encargos financeiros, entre outros, e o custo por falta de confiabilidade é calculado usando o índice de confiabilidade da energia esperada não fornecida (EENS) multiplicado pelo custo da interrupção. Este custo de interrupção pode se calcular de diversas formas, uma delas é através da função de dano ao consumidor, que fornece o custo médio da interrupção devido aos cortes de energia.

No método da relação benefício/custo, o investimento representa o custo, enquanto que o benefício está representado pela redução tanto nos custos de operação como no custo por falta de confiabilidade. Assim, a relação benefício/custo de cada uma das alternativas de expansão é calculada, e depois comparadas entre elas.

- Um índice de confiabilidade requerido especificado (“Specified Reliability Index Target”): As exigências de um ou mais índices de confiabilidade podem ser consideradas no planejamento. A essência desta aproximação é usar um índice de confiabilidade como um objetivo absoluto. Portanto, a confiabilidade é avaliada para cada alternativa de expansão e se o resultado excede o índice pré-definido, então uma melhoria no projeto de expansão deve ser considerada.
- A comparação relativa (“Relative Comparison”): Em muitos casos, o propósito do planejamento pode ser comparar diferentes alternativas de expansão, portanto, para fazer essa comparação podem ser usados diferentes índices de confiabilidade. Realizar uma comparação relativa entre os diferentes índices é, em alguns casos, melhor que usar só um índice pré-definido. A comparação relativa dos índices permite evitar as seguintes desvantagens: problemas relacionados à incerteza e erros nos dados de entrada e nas estatísticas históricas, a que o comportamento histórico do sistema pode não representar o comportamento futuro, e a existência de erros computacionais causados pela modelagem e métodos de cálculo.
- Um índice de confiabilidade incremental (“Incremental Reliability Index”): Em alguns casos, é inapropriado usar o custo por falta de confiabilidade. Portanto, é definido um índice de confiabilidade incremental (ICI) que representa a melhoria na confiabilidade

relacionada a cada novo investimento. A relação matemática corresponde à seguinte:

$$ICI = (IC_{antes} - IC_{depois}) / custo \quad (3.1)$$

onde IC é o índice de confiabilidade, que na maioria dos casos corresponde à EENS, e o custo corresponde ao custo total.

Este critério permite comparar diferentes alternativas de expansão, mas apresenta a desvantagem de não considerar a opção de não fazer investimento na rede.

Neste trabalho é usada a segunda aproximação, em que se utiliza um critério que especifica o valor requerido para o índice de confiabilidade. Duas formas desse critério de confiabilidade podem ser consideradas, (CHOI et al., 2005); uma delas é a restrição correspondente ao critério de confiabilidade do sistema de transmissão ( $LOLE_R^{TS}$ ), e a outra forma corresponde às restrições para o LOLE requerido nas barras de demanda do sistema ( $LOLE_R^{BUS}$ ).

É assumido que o sistema de geração e o sistema de transmissão são independentes um do outro, isto é, as decisões dos novos investimentos em geração são feitas pelas empresas geradoras (GENCOs) e os investimentos em transmissão são determinados, pelos operadores do sistema quando se considera a transmissão como um monopólio natural, ou no caso contrário pelas empresas transmissoras (TRANSCOs).

O problema é formulado como um problema não linear inteiro misto, devido à presença de variáveis inteiras associadas às decisões de investimento, e às variáveis contínuas associadas aos fluxos de potências, ângulos das tensões, índices de confiabilidade, entre outras.

Portanto, o modelo matemático de planejamento de sistemas de transmissão considerando a confiabilidade e a variabilidade da demanda corresponde a:

$$\text{Minimizar } v = \sum_{(i,j) \in \Omega_L} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_d} r_i - \delta \sum_{i \in \Omega_d} d_i \quad (3.2)$$

sujeito a:

$$Sf + g + r - d = 0 \quad (3.3)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij} + n_{ij}^o)(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3.4)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^o) f_{ij}^{\max} \quad (3.5)$$

$$0 \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad (3.6)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i^{\max} \quad (3.7)$$

$$d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max} \quad (3.8)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (3.9)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad (3.10)$$

$$f_{ij} \text{ irrestrito} \quad (3.11)$$

$$\theta_j \text{ irrestrito} \quad (3.12)$$

$$LOLE_{TS}(f_{ij}, \Phi_i, n_{ij}, g, \dots) \leq LOLE_R \quad (3.13)$$

Onde:

$c_{ij}$  é o custo de construção de um novo circuito no caminho  $i - j$ ,

$n_{ij}$  é o número de circuitos adicionados no caminho  $i - j$ ,

$n_{ij}^o$  é o número de circuitos no sistema base no caminho  $i - j$ ,

$n_{ij}^{\max}$  é o número máximo de adições permitidas no caminho  $i - j$ ,

$\alpha$  é um fator de penalização para o corte de carga,

$r_i$  corresponde ao corte de carga na barra  $i$ ,

$\delta$  é um fator de peso que permite transformar os níveis de demanda fornecida em unidades de custo,

$d_i$  representa o nível de demanda fornecida na barra de carga  $i$ ,

$S$  é a matriz incidência do sistema,

$f_{ij}$  representa o fluxo total no caminho  $i - j$  e corresponde aos elementos do vetor  $f$ ,

$g_i$  representa o nível de geração na barra  $i$  e são os elementos do vetor  $g$ ,

$\theta_i$  é a magnitude do ângulo da tensão na barra  $i$ ,

$\gamma_{ij}$  é a susceptância do circuito  $i - j$ ,

$f_{ij}^{\max}$  é o fluxo máximo permitido no caminho  $i - j$ ,

$g_i^{\max}$  é a máxima geração permitida na barra  $i$ ,

$d_i^{\min}$  é o limite mínimo da demanda na barra  $i$ ,

$d_i^{\max}$  é o limite máximo da demanda na barra  $i$ ,

$LOLE_{TS}$  é o valor do LOLE calculado do sistema expandido,

$LOLE_R$  corresponde ao valor pré-definido pelo planejador para o índice de confiabilidade,

$\Phi_i$  é uma função que representa a curva de duração de carga no ponto de carga  $i$ .

O objetivo do problema de planejamento considerando a confiabilidade e a variação da demanda dentro de um intervalo provável é, matematicamente, formado por três termos:

- Minimizar o custo total de construção associado com o investimento em novas linhas de transmissão. Como se pode ver na primeira parcela da equação (3.2), cada custo de investimento  $c_{ij}$  multiplica a variável inteira de decisão  $n_{ij}$ , a qual define o número de circuitos construídos no caminho  $i - j$ ,
- A minimização do corte de carga nas barras de demanda e,
- A maximização da demanda fornecida nas barras de carga no intervalo  $d_i^{\min}$  e  $d_i^{\max}$ .

Os fatores  $\alpha$  e  $\delta$  são usados para tornar comparáveis todas as quantidades que aparecem na função objetivo. Esses valores podem ser calibrados de tal forma que na solução ótima, os valores das variáveis  $r_i$  sejam zero e os valores para  $d_i$  sejam os maiores possíveis.

O conjunto de restrições (3.3) - (3.10) correspondem às restrições do modelo DC e a restrição (3.13) corresponde à restrição no nível de confiabilidade do sistema. Cabe ressaltar que a restrição (3.13) não representa uma relação matemática direta, pois associa de maneira implícita a avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão.

O critério básico de confiabilidade normalmente considerado nos problemas de planejamento pode ser categorizado usando dois tipos de restrições. Um corresponde a um critério de confiabilidade determinístico e o outro a um critério de confiabilidade probabilístico, (CHOI et al., 2005). Na aproximação determinística, o fornecimento da capacidade gerada exige que exista no sistema uma capacidade de transmissão maior ou igual à carga de pico. Na aproximação probabilística, o índice de confiabilidade LOLE se pode usar como critério de confiabilidade. Com limites no LOLE, se impõe que o nível de confiabilidade do novo sistema satisfaça o valor pré-definido pelo encarregado do planejamento.

O  $LOLE_R$  corresponde ao  $LOLE_R^{TS}$  para o caso onde se considera o critério de confiabilidade para o sistema de transmissão em geral, e ao  $LOLE_R^{BUS}$  quando se precisa de um valor determinado no índice de confiabilidade nas barras de carga. Neste trabalho, deve-se satisfazer o limite do índice LOLE no sistema de transmissão, mas a metodologia pode ser estendida facilmente à satisfação dos níveis de confiabilidade nas barras de carga do sistema.

A equação (3.13) impõe que a quantidade do investimento no sistema de transmissão depende também do critério de confiabilidade e não somente das condições operativas do sistema em um cenário de máxima carga. Portanto, a quantidade e a localização das novas linhas construídas deve ser determinada considerando também as exigências do critério de confiabilidade. O índice de confiabilidade do sistema e de cada uma das barras de carga, respectivamente, pode ser calculado usando diferentes técnicas para a avaliação da confiabilidade. Essas técnicas estão baseadas principalmente na curva de duração de carga e nos diferentes estados de operação do sistema.

As diferenças entre a modelagem que aqui se apresenta e a modelagem clássica do planejamento centralizado, correspondem a:

- A demanda  $d_i$  em cada barra de carga  $i$  é considerada uma variável do problema, e seu valor deve ser maximizado no intervalo  $[d_i^{\min}, d_i^{\max}]$ . Um modelo que considera um intervalo variável para a demanda do sistema dentro do planejamento foi proposto por Silva et al. (2006).
- Adiciona-se uma nova restrição ao problema correspondente aos limites no valor do LOLE do novo sistema. Choi et al. (2005), propõem uma restrição deste tipo como um critério probabilístico de confiabilidade para o planejamento.

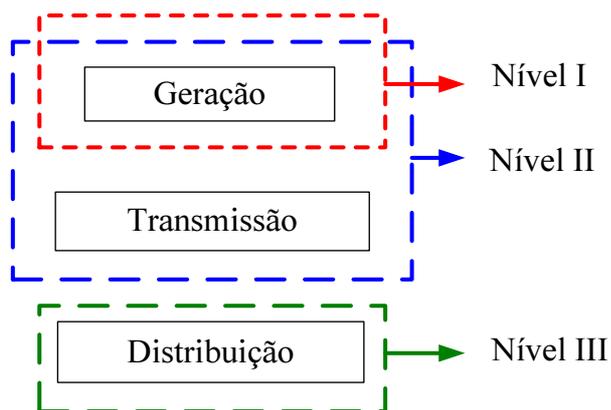
Como se pode ver na modelagem matemática proposta, é necessário obter um valor do índice de confiabilidade do sistema de transmissão para poder verificar, usando a restrição (3.13), se as exigências do planejador estão sendo satisfeitas.

Portanto, antes de explicar o algoritmo utilizado para resolver o modelo matemático proposto para o planejamento da expansão considerando a confiabilidade e a variabilidade na demanda, a seguir, apresenta-se detalhadamente as técnicas empregadas na avaliação de confiabilidade do sistema.

### 3.3 Avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão

A maioria dos estudos de confiabilidade dos sistemas elétricos se refere a estudos de adequação, onde se considera uma análise estática e se avalia a existência de instalações suficientes de transmissão e geração para fornecer as exigências da demanda presente e futura.

Para a avaliação da confiabilidade, o sistema de potência é dividido, como se apresenta na Figura 3.1, em três níveis de hierarquia, (BILLINTON; WENYUAN, 1994):



**Figura 3.1:** Níveis de hierarquia para avaliação de confiabilidade.

- **Nível I de hierarquia:** Corresponde ao sistema de geração, onde o estudo de adequação procura desenvolver um sistema apropriado com produção suficiente de potência para atender a longo prazo a demanda dos consumidores. Nesse caso, analisa-se a geração e a demanda total sem considerar a transmissão nem a distribuição. O esquema básico, estima a capacidade de geração necessária para satisfazer a demanda dos usuários, incluindo adicionalmente, tarefas de manutenção preventivas e corretivas nos equipamentos de geração. Na avaliação são calculados os índices de confiabilidade que permitem quantificar o nível de confiabilidade. Os índices de adequação neste nível correspondem a: *LOLE* (*Loss Of Load Expectation*) - expectativa da perda de carga, *LOEE* (*Loss Of Energy Expectation*) - expectativa de perda de energia, *LOLF* (*Loss Of Load Frequency*) - frequência da perda de carga e o *LOLD* (*Loss Of Load Duration*) - duração da perda de carga.
- **Nível II de hierarquia:** Corresponde conjuntamente aos sistemas de geração e transmissão (“Composite System”). Nesse caso, se avalia o fornecimento da energia desde os pontos de geração até os grandes pontos de consumo, considerando a capacidade de transmissão do sistema. Assim, os índices de confiabilidade podem ser calculados para cada um dos pontos de carga (úteis para projetos e comparação entre possíveis configurações e adições ao sistema) e para o sistema em geral (úteis para a administração e planejamento). Os índices normalmente calculados neste nível correspondem a: *PLC* (*Probability of Load Curtailments*) - probabilidade do corte de carga, *EFLC* (*Expected Frequency of Load Curtailments*) - frequência esperada de corte de carga no sistema, *EDLC* (*Expected Duration of Load Curtailments*) - duração esperada de corte de carga, *ADLC* (*Average Duration of Load Curtailments*) - duração média de corte de carga, *ELC* (*Expected Load Curtailments*) - quantidade esperada de cortes de carga no sistema, *EDNS* (*Expec-*

*ted Demand Not Supplied*) - demanda esperada não fornecida, *EENS* (*Expected Energy Not Supplied*) - energia esperada não fornecida, *BPII* (*Bulk Power Interruption Index*) - índice de interrupção do sistema de potência composto, *BPECI* (*Bulk Power/Energy Curtailment Index*) - índice do corte de energia ou potência no sistema composto, etc.

- **Nível III de hierarquia:** Corresponde ao sistema de distribuição. Nesse nível, se avalia a capacidade de levar energia desde as subestações até os usuários finais. Os índices de confiabilidade, nesse caso, são calculados somente para os pontos de carga (usuários dos circuitos primários de distribuição). Neste nível, os índices que são calculados correspondem a: *SAIFI* (*System Average Interruption Frequency Index*) - índice da frequência de interrupção média do sistema, *SAIDI* (*System Average Interruption Duration Index*) - índice da duração de interrupção média do sistema, *CAIFI* (*Customer Average Interruption Frequency Index*) - índice da frequência de interrupção média por consumidor, *CAIDI* (*Customer Average Interruption Duration Index*) - duração média da interrupção por consumidor, *ASAI* (*Average Service Availability Index*) - disponibilidade média do serviço, *ASUI* (*Average Service Unavailability Index*) - indisponibilidade média do serviço, *ENS* (*Energy Not Supplied*) - energia não fornecida, etc.

Para a avaliação dos índices de confiabilidade no sistema de transmissão, é necessário obter os índices de confiabilidade do sistema de geração e do sistema composto (geração - transmissão). Como expressado por Choi et al. (2006), os índices do sistema de transmissão podem ser calculados como a subtração dos índices do sistema composto (Nível hierárquico II) e os índices do sistema de geração (Nível hierárquico I), assim:

$$EENS_{TS} = EENS_{HLII} - EENS_{HLI} \quad [MWh/ano] \quad (3.14)$$

$$LOLE_{TS} = LOLE_{HLII} - LOLE_{HLI} \quad [horas/ano] \quad (3.15)$$

As metodologias aqui apresentadas para o cálculo dos índices de confiabilidade correspondem aos modelos matemáticos baseados na técnica probabilística de enumeração de estados. Essa avaliação pode ser estendida ao uso de outras técnicas como a simulação de Monte Carlo, (CHOI et al., 2000), onde podem se incluir aspectos adicionais como a saída múltipla de componentes, variação aleatória de outros parâmetros do sistema, entre outros.

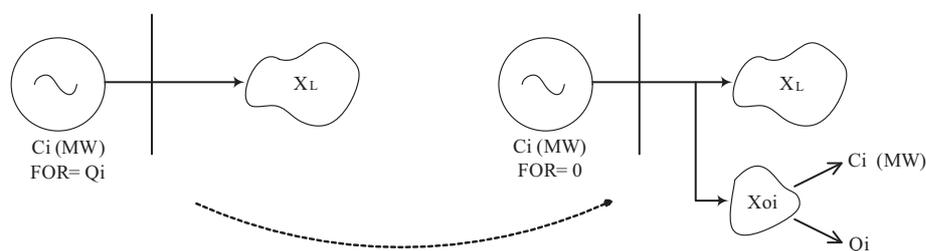
Também é importante citar, que neste caso é preciso um método computacionalmente rápido e simples de implementar pois a análise de confiabilidade é uma parte do problema geral de planejamento. Os métodos aqui apresentados para esse tipo de análise podem ser

os apropriados, porque permitem uma fácil implementação e apresentam baixa complexidade computacional. Embora, outros métodos mais sofisticados também podem ser utilizados e serem incluídos de forma satisfatória no modelo.

Como se pode notar das equações (3.14) e (3.15), é preciso avaliar tanto a confiabilidade do sistema de geração como a do sistema composto geração-transmissão para obter os seus respectivos índices. Nas seções seguintes se explicará detalhadamente a técnica de avaliação escolhida e implementada na metodologia proposta.

### 3.3.1 Avaliação da confiabilidade no sistema de geração (Nível I de hierarquia)

Nesta avaliação se considera unicamente o sistema de geração. O sistema atual de geração pode ser representado pelo sistema equivalente apresentado na Figura 3.2, onde a capacidade e a taxa de saída forçada do gerador se mostra como uma carga fictícia adicionada à carga original. Então, tem-se uma carga efetiva que é a soma da carga fictícia mais a carga original, (CHOI; BILLINTON; FUTUHI-FIRUZABED, 2005).



**Figura 3.2:** Sistemas atual e equivalente no nível I de hierarquia.

Em uma simulação probabilística, as unidades geradoras são despachadas em ordem de mérito para atender a demanda. O despacho de cada unidade é simulado através de um processo de convolução que dá origem a uma curva de carga equivalente que considera o efeito das saídas aleatórias dos geradores despachados. Esta curva de carga equivalente pode ser vista como um aumento da carga devido à ocorrência aleatória destas saídas.

Dessa forma, o método que se utiliza para a análise calcula a probabilidade de perda de carga (LOLP) e a energia esperada não fornecida (EENS). Em termos gerais, a análise consiste na obtenção da curva de distribuição de cargas equivalentes por meio da convolução das unidades geradoras em uma ordem de mérito econômica, (SCHENK et al., 1984). O processo de convolução é realizado pela adição dos momentos estatísticos das cargas horárias e a saída das máquinas. A saída aleatória das unidades de geração é representada por sua taxa da saída

forçada (FOR).

O método para a avaliação de confiabilidade no sistema de geração é baseado na segmentação da capacidade das unidades de geração pelo fator comum delas e, usando esses segmentos ou blocos, são calculados os momentos estatísticos zero e de primeira ordem. Estes momentos permitem calcular o valor do LOLP e da energia gerada esperada.

Desta forma, o momento zero da demanda não fornecida depois de cada convolução corresponde ao LOLP, similarmente, o momento de primeira ordem corresponde à energia não fornecida. Assim, a geração esperada para cada unidade é a diferença das energias não fornecidas antes e depois da convolução da máquina. Com o LOLP calculado, pode-se facilmente obter o valor do LOLE simplesmente multiplicando o valor do LOLP pelo período sob estudo.

A análise de confiabilidade do sistema de geração é realizada usando um método similar ao apresentado por Schenk et al. (1984), e pode ser dividido nos seguintes passos:

1. Obter a função de distribuição de probabilidade (FDP) da curva de duração de carga diária, atribuindo igual probabilidade para cada amostra, por exemplo, 1/24 no caso da demanda diária.
2. Decompor a capacidade total instalada em blocos de igual tamanho. O tamanho é dado pelo fator comum das capacidades individuais das unidades de geração.
3. Calcular o momento zero e o momento de primeira ordem para cada bloco, inicialmente usando a função de distribuição de probabilidade (FDP) da curva de carga diária, da seguinte forma:

$$m_{0b} = \sum_{i=1}^K t_i \quad (3.16)$$

$$m_{1b} = \sum_{i=1}^K t_i * P_i \quad (3.17)$$

onde:

$K$  é o número de impulsos na curva de duração de carga que pertencem ao bloco  $b$  de capacidade,

$t_i$  corresponde aos impulsos horários na curva de duração de carga e,

$P_i$  ao valor de potência associado a cada um dos impulsos.

4. Assumir que a primeira unidade é despachada para fornecer energia. As unidades tem uma representação de falha binária dada pelo FOR. É importante notar que as fa-

lhas aleatórias das unidades de geração são independentes da carga do sistema, então a convolução da variável aleatória que descreve a saída da máquina modificará os impulsos da FDP da carga equivalente.

5. No momento de considerar o despacho da unidade de geração é necessário recalculer os momentos estatísticos dos blocos, pois uma parte da capacidade requerida já está sendo fornecida. Para isto, tem-se que deslocar à direita na representação dos blocos a capacidade da máquina despachada e atualizar os momentos de cada bloco. O momento zero continua sendo o mesmo e o momento de primeira ordem se atualiza usando:

$$m_{1b}^{\text{new}} = m_{1b}^{\text{old}} + \text{shift} * m_{0b} \quad (3.18)$$

Onde *shift* é a capacidade da unidade de geração despachada.

6. Assumir a falha da unidade despachada, realizando a convolução da representação da taxa de saída com a FDP da curva de duração de carga, para obter uma curva de duração de carga equivalente. Neste passo, realiza-se uma variação ao método apresentado por Schenk et al. (1984) pois o processo de convolução é feito usando a seguinte equação recursiva:

$$F^i(L_e) = F^{(i-1)}(L_e) * p_i + F^{(i-1)}(L_e - L_i) * q_i \quad (3.19)$$

Na equação anterior temos que:

$F^i$  é a curva de carga equivalente corrente,

$F^{(i-1)}$  é a curva de carga equivalente antes da convolução da unidade geradora,

$L_e$  corresponde à carga efetiva dada pela soma da carga original e a carga probabilística associada com a saída aleatória do gerador,

$L_i$  é uma carga fictícia dada pela capacidade do gerador,

$p_i$  corresponde à disponibilidade do gerador dada por  $(1 - FOR_i)$  e finalmente,

$q_i$  é a indisponibilidade do gerador que equivale ao mesmo  $FOR_i$ .

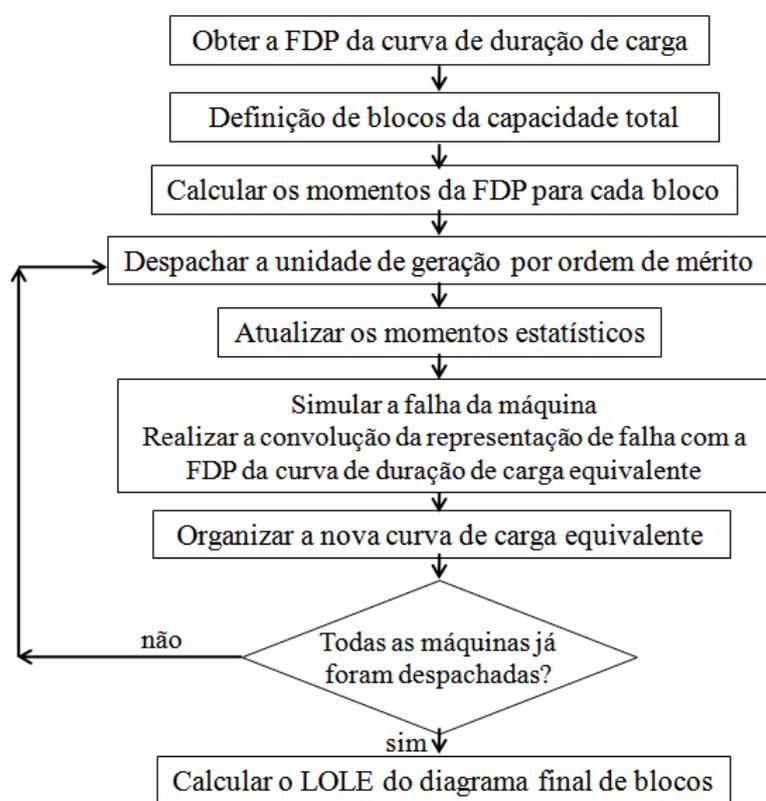
Esta equação recursiva foi também utilizada na referência (BORTONI; SANTOS; BAJAY, 1996) para o cálculo do índice LOLP do sistema de geração.

Portanto, é obtida uma nova curva equivalente de carga.

7. Similarmente as outras unidades de geração são despachadas, atualizados os momentos e feita a convolução da saída das máquinas com as novas curvas de carga equivalente que vão resultando depois de realizado o despacho por ordem de mérito.

8. Depois da convolução da última máquina, obtém-se a curva de carga equivalente do sistema de geração. O momento zero dessa curva corresponde ao LOLP. Para obter o LOLE é simplesmente multiplicar o LOLP pelo intervalo de tempo sob estudo (no caso da curva de carga diária multiplicar por 24 horas). A energia não fornecida é obtida como o momento de primeira ordem menos o momento zero multiplicado pela capacidade da última máquina despachada.

Os passos anteriores, necessários para a avaliação de confiabilidade no sistema de geração, são organizados no fluxograma mostrado na Figura 3.3.



**Figura 3.3:** Fluxograma - Análise de confiabilidade no sistema de geração.

Para maior detalhe, a seguir é apresentado um exemplo simples que permite verificar o funcionamento do método utilizado na avaliação da confiabilidade do sistema de geração.

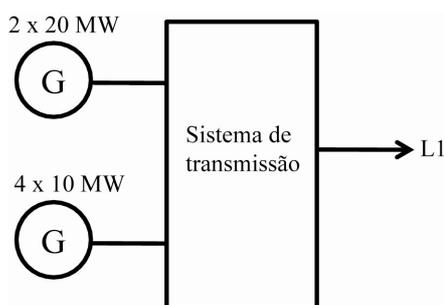
### Exemplo didático

Nesta seção é apresentado um exemplo simples de aplicação do método selecionado para a análise de confiabilidade do sistema de geração.

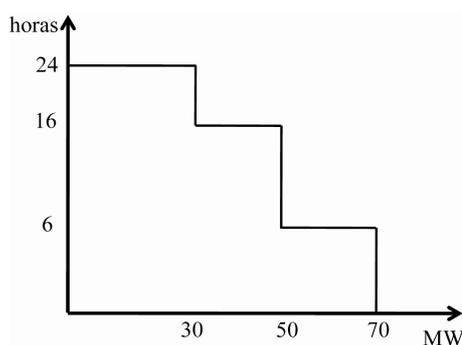
Considere um sistema com dois pontos de geração, igual ao mostrado na Figura 3.4. A

barra 1 tem duas unidades de geração com capacidade de 20 MW cada uma, e a barra 2 quatro unidades de geração de 10 MW de capacidade cada uma. A taxa da falha ou FOR das unidades localizadas na barra 1 é de 0,015, e de 0,005 para as unidades localizadas na barra 2.

A curva de duração de carga (CDC) para o sistema está desenhada na Figura 3.5. O método aqui mostrado terá como referência um perfil diário de carga discretizado em horas.



**Figura 3.4:** Exemplo- Sistema de Geração.



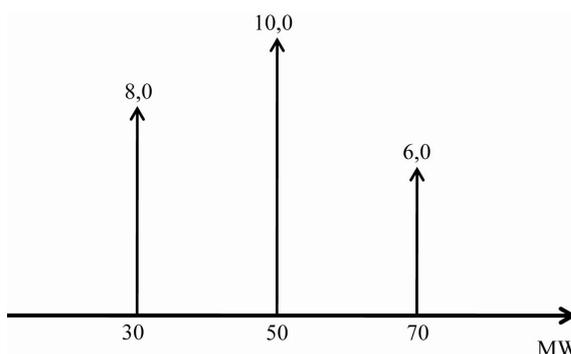
**Figura 3.5:** Exemplo- Perfil de carga diária.

As unidades são despachadas pela ordem de mérito econômico mostrado na Tabela 3.1.

**Quadro 3.1:** Ordem de mérito no despacho da geração.

Ordem	Unidade	Capacidade (MW)	Localização
1	$G_1$	20	1
2	$G_3$	10	2
3	$G_2$	20	1
4	$G_4$	10	2
5	$G_5$	10	2
6	$G_6$	10	2

Para obter a curva de distribuição de probabilidade acumulada das cargas, deve-se associar a cada valor de demanda uma probabilidade dada pela ocorrência desse valor de potência no intervalo de um dia. A FDP da CDC do sistema considerado se apresenta na Figura 3.6.



**Figura 3.6:** Exemplo- FDP da curva de carga diária.

O procedimento para obter os índices de confiabilidade do sistema de geração deste exemplo, está detalhado como segue:

1. Dividir a capacidade do sistema em blocos de 10 MW de potência cada um. Esse valor de 10 MW é o fator comum das capacidades individuais de cada máquina. Depois, calcular os momentos zero e de primeira ordem usando as equações (3.16) e (3.17) e a FDP da curva de duração de carga do sistema, ver Figura 3.7.

0,0	0,0	0,0	8,0	0,0	10,0	0,0	6,0	Momentos zero
0,0	0,0	0,0	240	0,0	500	0,0	420	Momentos de primeira ordem

**Figura 3.7:** Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 1).

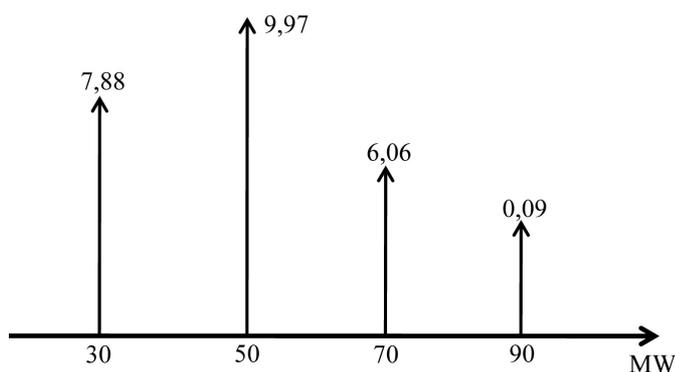
2. Despachar a primeira máquina  $G_1$  de 20 MW de capacidade, e atualizar os momentos estatísticos.

O momento zero não muda, mas o momento de primeira ordem se atualiza usando a equação (3.18). Assim, os novos momentos obtidos são apresentados na Figura 3.8.

20 MW	0,0	0,0	0,0	8,0	0,0	10,0	6,0
	0,0	0,0	0,0	400	0,0	700	540

**Figura 3.8:** Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 2).

3. Fazer a convolução da máquina despachada com a curva de duração de carga para obter uma nova curva de duração de carga equivalente do tipo mostrada na Figura 3.9. A convolução é feita usando a equação recursiva (3.19).



**Figura 3.9:** Exemplo- Nova curva de carga equivalente depois de incluir o Gerador 1.

4. Calculam-se os momentos estatísticos zero e de primeira ordem da nova curva de carga equivalente desenhada na Figura 3.9. Esse novos valores dos momentos são apresentados na Figura 3.10.

20 MW	0,0	7,88	0,0	9,97	0,0	6,06	0,09
	0,0	236,4	0,0	498,5	0,0	424,2	8,1

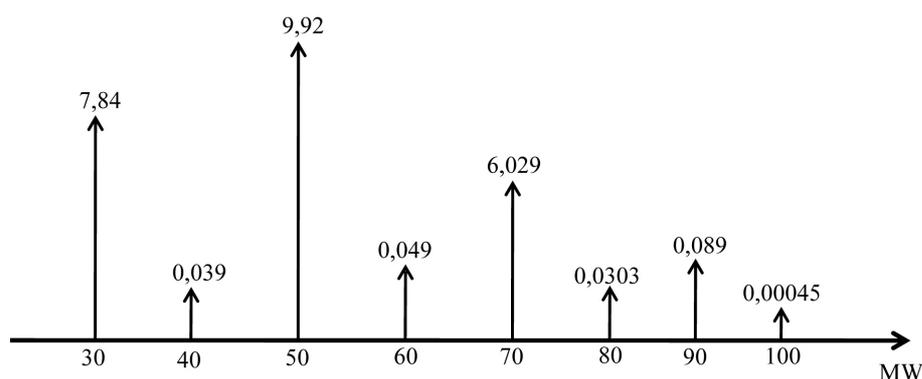
**Figura 3.10:** Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 4).

5. Inclui-se no sistema o Gerador  $G_3$  de 10 MW de capacidade e se atualizam os momentos estatísticos usando a equação 3.18. A atualização corresponde aos momentos apresentados na Figura 3.11.

30 MW	0,0	7,88	0,0	9,97	0,0	6,15
	0,0	315,2	0,0	598,2	0,0	493,8

**Figura 3.11:** Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 5).

6. Simular a saída da unidade despachada  $G_3$ , e calcular a nova curva de carga equivalente usando a convolução e sua fórmula recursiva de cálculo. A nova curva de carga equivalente é apresentada na Figura 3.12.
7. Os novos momentos da Figura 3.12 são calculados, e seus correspondentes valores equivalentes são apresentados na Figura 3.13.
8. Continuam-se despachando cada uma das unidades restantes e se repetem os passos anteriores até que o último gerador seja despachado. Assim, são obtidos os momentos que se apresentam na Figura 3.14.



**Figura 3.12:** Exemplo- Nova curva de carga equivalente depois de incluir o Gerador 3.

30 MW	7,8406	0,039	9,920	0,0498	6,0297	0,1203
	235,22	1,576	496	2,99	422,08	10,528

**Figura 3.13:** Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem (passo 7).

9. Finalmente são calculados os valores dos índices de confiabilidade para o sistema de geração do exemplo, através do diagrama final de blocos apresentado na Figura 3.14.

O valor do LOLE é calculado como o momento zero da curva de carga equivalente final ( $LOLE = 0,3024$ ). Este valor corresponde ao LOLE porque inicialmente foram usados os valores horários e não sua probabilidade, ou seja, esses valores não foram divididos por 24 no início do processo. A EENS é obtida como o momento de primeira ordem da curva final equivalente menos seu momento zero multiplicado pela capacidade da última máquina despachada, ( $EENS = 1,8813 MWh$ ). Por último, a energia gerada esperada ( $EEG = 1158,1 MWh$ ) é calculada como a soma das energias geradas esperadas individuais. Essas energias individuais são obtidas pela subtração das somas dos momentos de primeira ordem dos blocos antes e depois da convolução de cada máquina despachada.

### 3.3.2 Avaliação da confiabilidade no sistema composto geração-transmissão (Nível II de hierarquia)

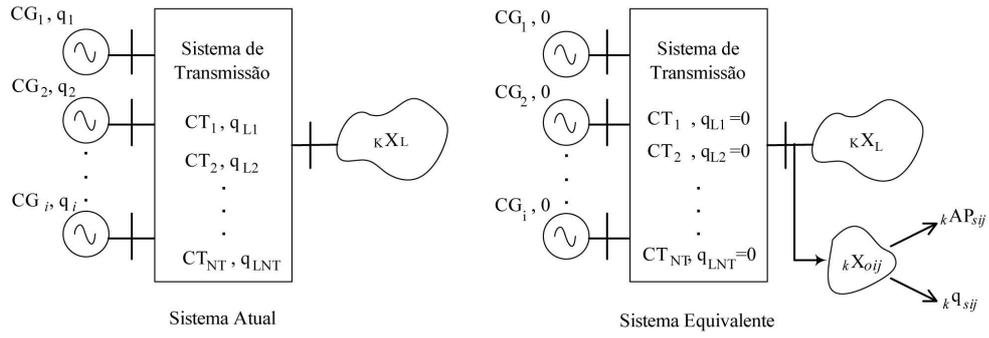
A avaliação é feita usando a curva de duração de carga efetiva para o sistema composto (CDCESC) onde se incluem as capacidades e incertezas na disponibilidade dos geradores e as linhas de transmissão, (CHOI; BILLINTON; FUTUHI-FIRUZABED, 2005). Na Figura 3.15, apresenta-se o conceito de sistema equivalente e cargas efetivas no nível hierárquico II. Pode-se ver nesta Figura, que no sistema atual cada elemento do sistema de geração e transmissão tem

50 MW	7,8406	0,0394	9,92	6,20
	392,03	2,3640	694,41	559,595
50 MW	9,889	0,0497	6,088	0,211
	494,45	2,98	426,16	18,764
60 MW	9,889	0,0497	6,299	
	593,33	3,478	507,92	
60 MW	0,0989	6,058	0,242	
	5,933	424,05	21,21	
70 MW	0,0989	6,30		
	6,922	508,25		
70 MW	6,028	0,272		
	421,96	23,64		
80 MW		6,30		
		508,61		
80 MW		0,3024		
		26,07		

**Figura 3.14:** Exemplo- Momentos zero e de primeira ordem para o resto das unidades.

associada uma taxa de falta ( $q_1, q_2, \dots, q_i, q_{L1}, q_{L2}, q_{LNT}$ ), e a carga do sistema corresponde ao valor real. Enquanto que no sistema equivalente, os elementos dos sistemas de geração e transmissão tem associada um taxa da falta igual a zero, e a carga do sistema corresponde à soma da carga real mais uma carga probabilística representando às faltas dos elementos dos sistemas de geração e transmissão.

Neste contexto, a idéia é criar um gerador fictício sintetizado (GFS) para cada ponto de carga, que represente as saídas forçadas dos elementos de geração e transmissão. A capacidade desse GFS é dada pela máxima chegada de potência  $AP_{sj}^k$  ao ponto de carga  $k$ , e também tem associada uma função de distribuição de probabilidade chamada  $f_{osi}^k$ . Esta função de distribuição de probabilidade é obtida depois de simular os estados possíveis de operação do sistema, associando a cada um deles uma probabilidade de ocorrência. A probabilidade de ocorrência de cada estado, pode ser calculada usando os valores de disponibilidade e indisponibilidade dos



**Figura 3.15:** Sistemas atual e equivalente no Nível Hierárquico II.

componentes.

A nova carga efetiva no nível hierárquico II, pode-se definir como a soma da carga original e a soma da carga probabilística associada às saídas forçadas dos geradores e as linhas de transmissão, matematicamente:

$$x_e^k = x_L^k + \sum_{j=1}^{NS} x_{osij}^k \quad (3.20)$$

em que:

$x_e^k$  é uma variável aleatória correspondente à carga efetiva no sistema composto no ponto de carga  $k$ ,

$x_L^k$  é a carga original no ponto de carga,

$x_{osij}^k$  é uma variável aleatória correspondente à carga probabilística originada pelo gerador fictício sintetizado  $e$ ,

$NS$  é o número total de estados.

Depois de ter feito o despacho de todos os geradores do sistema, a função distribuição de probabilidade  $\phi_i^k$  da CDCESC no ponto de carga  $k$ , está dada por:

$$\phi_i^k(x_e) = \phi_o^k(x_e) \otimes f_{osi}^k(x_{osi}) = \int_k \phi_o^k(x_e - x_{osi}) f_{osi}^k(x_{osi}) dx_{osi} \quad (3.21)$$

onde  $\phi_o^k$  é a curva de duração de carga invertida no ponto  $k$ .

Desta curva de duração de carga efetiva do sistema composto podem ser obtidos os índices de confiabilidade por ponto de carga do sistema.

A seguir, explica-se em detalhe o cálculo dos índices de confiabilidade do sistema composto geração-transmissão usando a curva de duração de carga efetiva do sistema composto.

### 1. Calcular a função de distribuição de probabilidade do gerador fictício sintetizado:

Para obter a distribuição de probabilidade do gerador fictício sintetizado, tem-se primeiro que calcular as probabilidades dos estados do sistema. Para isto é utilizada a técnica analítica da enumeração de estados.

A probabilidade de cada estado  $j$  é calculada usando (3.22), e para cada estado do sistema é calculado um fluxo de potência ótimo para obter a chegada máxima de potência às barras de carga.

$$q_{sij} = P(e_j)Q(\bar{e}_j), \quad \exists n(\bar{e}_j) \leq N_{cont} \quad (3.22)$$

em que:

$e_j$  e  $\bar{e}_j$  são o conjunto de elementos em operação e falha, respectivamente,

$n(\bar{e}_j)$  é o número de elementos em falha,

$P(e_j)$  é a disponibilidade do conjunto  $e_j$ ,

$Q(\bar{e}_j)$  é a indisponibilidade do conjunto  $\bar{e}_j$  e,

$N_{cont}$  é o número de contingências de linhas e geradores.

Depois de obter as probabilidades dos estados anteriores, é preciso obter o valor da máxima chegada de potência às barras de carga do sistema, considerando cada um dos possíveis estados  $j$ . Essa chegada máxima de potência é calculada através de um fluxo de potência ótimo.

O fluxo de potência ótimo tem como função objetivo, para este caso, a minimização das perdas de potência nos pontos de carga sujeito às restrições de rede, (CHEN; SUWA; TOYODA, 1991), como é mostrado em (3.23) - (3.25).

$$\text{Minimizar} \left( \text{Maximizar} \frac{L_P^k - P_k}{L_P^k} \right), \quad k \in B_L \quad (3.23)$$

sujeito a:

$$\sum_{l=1}^{NB} a_{il} P_l \leq CG_i, \quad i \in B_B \quad (3.24)$$

$$-CT_{lmax} \leq P_l \leq CT_{lmax}, \quad l \in B_T \quad (3.25)$$

onde:

$L_P^k$  é a carga de potência pico no ponto de carga  $k$ ,

$B_L$  é o conjunto das barras de carga,

$P_k$  é uma variável de controle que representa a máxima chegada de potência ao ponto de carga,

$a_{il}$  é a matriz incidência do sistema,

$B_B$  é o conjunto de todas as barras,

$NB$  é o número de ramos,

$CG_i$  corresponde à geração nas barras,

$P_l$  é uma variável de controle que representa o fluxo de potência pelos ramos,

$CT_{lmax}$  é a capacidade de transmissão da linha em MW e,

$B_T$  é o conjunto das linhas de transmissão.

O problema (3.23) - (3.25) pode ser transformado no seguinte problema linear:

$$\text{Minimizar } \lambda \quad (3.26)$$

sujeito a:

$$\sum_{l=1}^{NB} a_{il} P_l \leq CG_i, \quad i \in B_B \quad (3.27)$$

$$-CT_{lmax} \leq P_l \leq CT_{lmax}, \quad l \in B_T \quad (3.28)$$

$$\left( \frac{L_P^k - P_k}{L_P^k} \right) \leq \lambda, \quad k \in B_L \quad (3.29)$$

Depois, o problema (3.26) - (3.29) pode ser resolvido usando qualquer método de solução para problemas de programação linear, e assim obter a máxima chegada de potência aos pontos de carga em cada estado de contingência.

Finalmente, a função de distribuição de probabilidade do gerador fictício sintetizado pode ser obtida associando a cada máxima chegada de potência às barras sua correspondente probabilidade de ocorrência do estado.

## 2. Calcular a curva de duração de carga efetiva do sistema composto (CDCESC):

Depois de obtida a curva da função de distribuição de probabilidade do gerador fictício sintetizado (explicada no item anterior), pode-se obter a CDCESC pela convolução da curva de duração de carga original do sistema e a curva da FDP do GFS, como mostrado na equação (3.21).

## 3. Calcular os índices de confiabilidade por ponto de carga usando a CDCESC:

Os índices de confiabilidade em cada barra de carga, correspondentes ao ( $LOLE_i^k$ ) e à ( $EENS_i^k$ ), podem ser calculados da curva de duração de duração de carga efetiva do sistema usando (3.30) e (3.31), respectivamente.

$$LOLE_i^k = \phi_{si}^k(x) |_{x=AP_i^k}, \quad [horas/ano] \quad (3.30)$$

$$EENS_i^k = \int_{AP_i^k}^{AP_i^k + L_p^k} \phi_i^k(x) dx, \quad [MWh/ano] \quad (3.31)$$

Nas equações 3.30 e 3.31,  $L_p^k$  e  $AP_i^k$  correspondem à carga de pico da barra  $k$  em  $MW$  e à capacidade do GFS na barra  $k$  também em  $MW$ , respectivamente.

#### 4. Calcular os índices de confiabilidade do sistema composto a partir dos índices por ponto de carga:

Como se pode notar nas equações (3.30) e (3.31), os índices de confiabilidade que são calculados correspondem aos índices nos pontos de carga. Os índices usados na metodologia correspondem aos índices do sistema composto em geral.

Assim, para obter os índices do sistema composto através dos índices nos pontos de carga, podem ser usadas as seguintes relações matemáticas, (CHOI et al., 2005):

$$EENS_{HLII} = \sum_{k=1}^{NL} EENS_k, \quad [MWh/ano] \quad (3.32)$$

$$ELC_{HLII} = \sum_{k=1}^{NL} \frac{EENS_k}{LOLE_k}, \quad [MW/corte.ano] \quad (3.33)$$

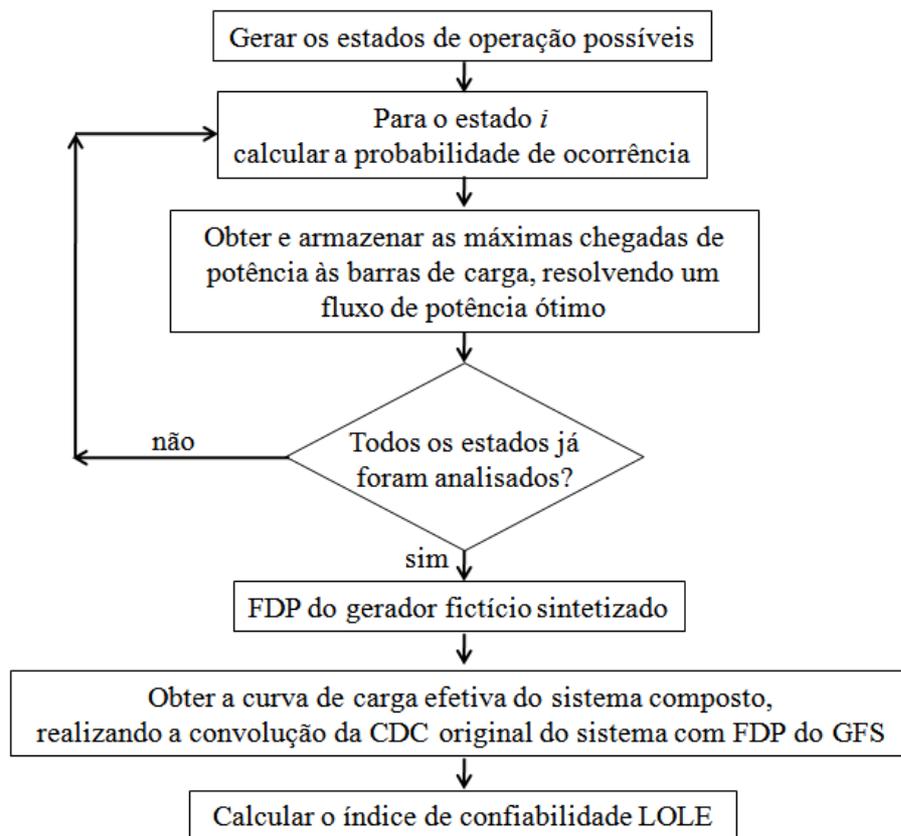
$$LOLE_{HLII} = \frac{EENS_{HLII}}{ELC_{HLII}}, \quad [horas/ano] \quad (3.34)$$

em que  $NL$  é o número de pontos de carga do sistema.

Note-se que a EENS do sistema composto corresponde simplesmente à soma das energias esperadas não fornecidas em cada ponto de carga, mas o LOLE do sistema é totalmente diferente da soma dos LOLE de cada ponto de carga.

Cada um dos passos principais para o cálculo dos índices de confiabilidade do sistema composto geração-transmissão, são organizados no fluxograma apresentado na Figura 3.16.

Tendo já definidas as diferentes técnicas utilizadas na avaliação de confiabilidade que permitem obter o valor do índice LOLE do sistema de transmissão, a seguir, é apresentado o algoritmo de solução ao modelo proposto para o planejamento da expansão da transmissão considerando a confiabilidade e a variabilidade na demanda futura.



**Figura 3.16:** Fluxograma - Análise de confiabilidade no sistema composto de geração-transmissão.

### 3.4 Algoritmo de resolução: Algoritmo genético especializado de Chu-Beasley

O problema não linear inteiro misto (3.2) - (3.13) pode ser resolvido usando metaheurísticas. As metaheurísticas permitem fixar o valor das variáveis inteiras de decisão  $n_{ij}$  e, dessa forma poder separar o modelo proposto em dois sub-problemas:

1. Um problema de programação linear que permite encontrar o valor da função objetivo, verificar as condições de operação do sistema e, portanto, determinar os valores do corte de carga  $r_i$  e os níveis ótimos de demanda  $d_i$ .
2. Um procedimento de avaliação de confiabilidade que permite calcular o LOLE do sistema de transmissão, e assim, verificar as exigências no nível de confiabilidade.

Assim, o algoritmo de resolução proposto corresponde a um algoritmo genético especializado de Chu-Beasley (CHU; BEASLEY, 1997), que faz parte dessas técnicas metaheurísticas.

O algoritmo genético (AG) é uma técnica de busca através de configurações, e foi originalmente formulado usando mecanismos da evolução e da genética natural. Esse algoritmo foi inventado por Holland na década dos 70, (HOLLAND, 1975).

Os algoritmos genéticos fazem parte das chamadas técnicas evolutivas, originalmente propostas nos anos 50, as quais tem uma estrutura básica comum: reprodução, ocorrência de variações aleatórias na espécie, competição e seleção dos melhores indivíduos na população. Sempre que esses quatro processos estejam presentes, seja na natureza ou em uma simulação computacional, está se falando de *evolução*. Em simulação computacional os algoritmos genéticos, igualmente a outras técnicas evolutivas, simulam o processo de seleção natural para obter solução a um problema de otimização. Nesse caso, o ambiente natural é representado pelo problema de otimização e cada indivíduo da população representa uma possível solução desse problema. Assim, cada vez que se alcança uma solução melhor, significa que o indivíduo está mais adaptado no seu ambiente natural.

Os conceitos de algoritmos genéticos tem sido aplicados em uma grande variedade de áreas, incluindo as ciências naturais, a engenharia, biologia, ciências da computação, etc. A vantagem mais importante dessas técnicas evolutivas, é a possibilidade de resolver problemas através de simples descrições matemáticas que devem estar presentes na solução, não sendo necessária uma técnica específica de aplicação, porque a cada problema aplicam-se os passos principais de acordo com suas exigências. Portanto, a computação evolutiva pode ser entendida como um conjunto de técnicas e procedimentos genéricos e adaptáveis que podem ser aplicados para encontrar soluções a problemas de otimização complexos.

O algoritmo genético usa uma população de indivíduos, que nos problemas combinatórios representam um conjunto de configurações, para resolver um problema de otimização complexo. Portanto, um algoritmo genético para um problema qualquer, deve realizar o seguinte procedimento, (ROMERO; MONTICELLI, 2000):

1. Representar adequadamente uma configuração do problema.
2. Encontrar uma forma adequada para avaliar a função objetivo ou seu equivalente (“fitness value”).
3. Implementar uma estratégia de seleção das configurações com direito a participar na formação das configurações da nova população.
4. Encontrar um mecanismo que permita implementar o operador genético de recombinação.

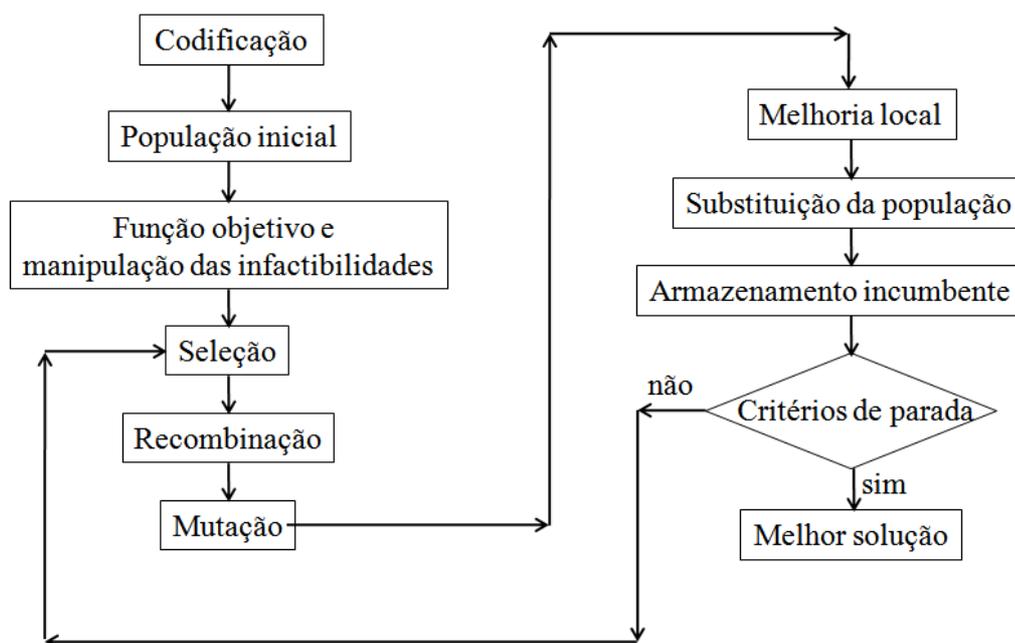
5. Encontrar um mecanismo que permita representar o operador genético de mutação. A mutação, geralmente, é considerada como um operador secundário nos algoritmos genéticos, mas as pesquisas recentes mostram que este operador pode ser muito mais importante do que se pensava.
6. Deve-se especificar o tamanho da população, isto é, o número de configurações em cada geração.

O algoritmo genético especializado de Chu-Beasley (AGCB) apresenta algumas características especiais adicionais às já apresentadas para os algoritmos genéticos, (SILVA et al., 2006). Essas características especiais são as seguintes:

1. As infactibilidades são tratadas de uma forma diferenciada. No AG tradicional, as infactibilidades geralmente são incorporadas na função objetivo usando um parâmetro de penalização. No AGCB, as infactibilidades são armazenadas de forma separada e usadas apenas no processo de substituição de elementos da população. Assim, no processo de seleção é usada apenas a função objetivo original.
2. A substituição não é geracional. No AG geralmente é substituída toda a população ou a maioria dos elementos quando é usado elitismo. No AGCB é substituído apenas um elemento da população em cada iteração.
3. Em cada iteração é gerado apenas um descendente com os operadores genéticos tradicionais. Esse descendente gerado é submetido a uma melhoria local (para reduzir as infactibilidades e/ou melhorar a qualidade desse descendente).
4. Um teste de substituição indica se o descendente melhorado pode entrar na população. O descendente entra na população substituindo um elemento da população corrente somente se for diferente de todos os elementos da população, e se for melhor que um elemento da população. Se o descendente for infactível pode substituir apenas um elemento mais infactível, e se for factível pode substituir um elemento infactível ou um elemento factível de pior qualidade. Como resultado dessa estratégia, sistematicamente, a população corrente converge para uma população com todos os elementos factíveis e diferentes. Essa estratégia é particularmente importante quando o espaço de busca do problema tiver muitos elementos infactíveis, como acontece no problema de planejamento de sistemas de transmissão.

Portanto, neste trabalho, propõe-se uma adaptação dos algoritmos genéticos correspondente ao algoritmo especializado de Chu-Beasley para resolver o problema de planejamento usando o critério probabilístico de confiabilidade e variabilidade na demanda.

O passos do algoritmo de Chu-Beasley implementado podem ser organizados no fluxograma mostrado na Figura 3.17.



**Figura 3.17:** Fluxograma do algoritmo genético especializado de Chu-beasley implementado.

Cada um dos passos que aparecem no fluxograma do AGCB implementado, são detalhados nas seguintes seções.

### 3.4.1 Codificação dos indivíduos

No problema da expansão da transmissão, uma configuração da população é constituída unicamente pelas variáveis inteiras de investimento  $n_{ij}$ , e os efeitos das outras variáveis reais de operação, neste caso, são considerados implicitamente em conjunto na resolução do modelo DC e no cálculo da confiabilidade do sistema de transmissão, e representados de maneira geral, pelo corte de carga e pelo índice de confiabilidade, respectivamente.

Assim, cada configuração é dada por um vetor de dimensão  $nl$  ( $nl$  corresponde ao número de caminhos possíveis), onde cada elemento desse vetor corresponde a um caminho do sistema que está sendo analisado e onde podem ser construídos novos circuitos. Portanto, cada elemento pode variar desde zero até o número máximo de linhas permitido que podem ser adicionadas por caminho.

Um exemplo da codificação empregada se apresenta na Figura 3.18. Pode-se notar nesta Figura, que no caminho 2 – 5 se propõe a construção de uma nova linha, no caminho 2 – 8 a construção de quatro novas linhas, e assim para o resto de caminhos possíveis.

2-5	2-8	3-6	4-6	4-7	4-8	5-7	7-8
1	4	3	3	2	0	2	0

**Figura 3.18:** Codificação proposta para o problema.

### 3.4.2 População inicial

A população inicial, nos sistemas de pequeno porte, pode ser gerada de maneira aleatória. Enquanto que, em sistemas de grande e médio portes é preciso ter uma população inicial de boa qualidade. Esta população de boa qualidade pode ser obtida aplicando alguns procedimentos iniciais rápidos e eficientes, por exemplo, algoritmos heurísticos simples. O algoritmo apresentado por Villasana, Garver e Salon (1985) pode ser um deles.

### 3.4.3 Função objetivo e manipulação das inactibilidades

Para cada indivíduo da população, a função objetivo (“fitness”) pode ser calculada como o investimento total na construção de novas linhas.

A função de inactibilidade (“unfitness”) pode ser calculada levando em conta os seguintes critérios:

- Uma inactibilidade dada pelo corte de carga  $r_i$  nas barras de demanda. O valor ótimo desta variável é obtido para cada indivíduo resolvendo o seguinte problema de programação linear:

$$\text{Minimizar } v = \alpha \sum_{i \in \Omega_d} r_i - \delta \sum_{i \in \Omega_d} d_i \quad (3.35)$$

sujeito a:

$$Sf + g + r - d = 0 \quad (3.36)$$

$$f_{ij} - \gamma_j(n_{ij} + n_{ij}^o)(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3.37)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^o)f_{ij}^{\max} \quad (3.38)$$

$$0 \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad (3.39)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i^{\max} \quad (3.40)$$

$$d_i^{\min} \leq d_i \leq d_i^{\max} \quad (3.41)$$

$$f_{ij} \text{ irrestrito} \quad (3.42)$$

$$\theta_j \text{ irrestrito} \quad (3.43)$$

Note que no PL anterior as variáveis inteiras  $n_{ij}$  são conhecidas.

- Uma inactibilidade dada pela falta de confiabilidade do sistema; entenda-se por falta de confiabilidade um índice de confiabilidade do sistema expandido maior do que o índice pré-definido. Esta inactibilidade se expressa como a diferença entre o valor obtido do índice de confiabilidade para cada configuração proposta e o índice de confiabilidade fixado como limite mínimo para o sistema. Em outras palavras, uma configuração é considerada factível, para este caso, se o valor do LOLE é menor ou igual ao LOLE requerido.

Não é necessário considerar simultaneamente os dois critérios de inactibilidade apresentados. Inicialmente as inactibilidades por corte de carga são dominantes, e somente quando seja encontrada uma configuração com corte de carga zero, se faz a análise de confiabilidade para verificar o nível no LOLE, e assim, verificar factibilidade por confiabilidade.

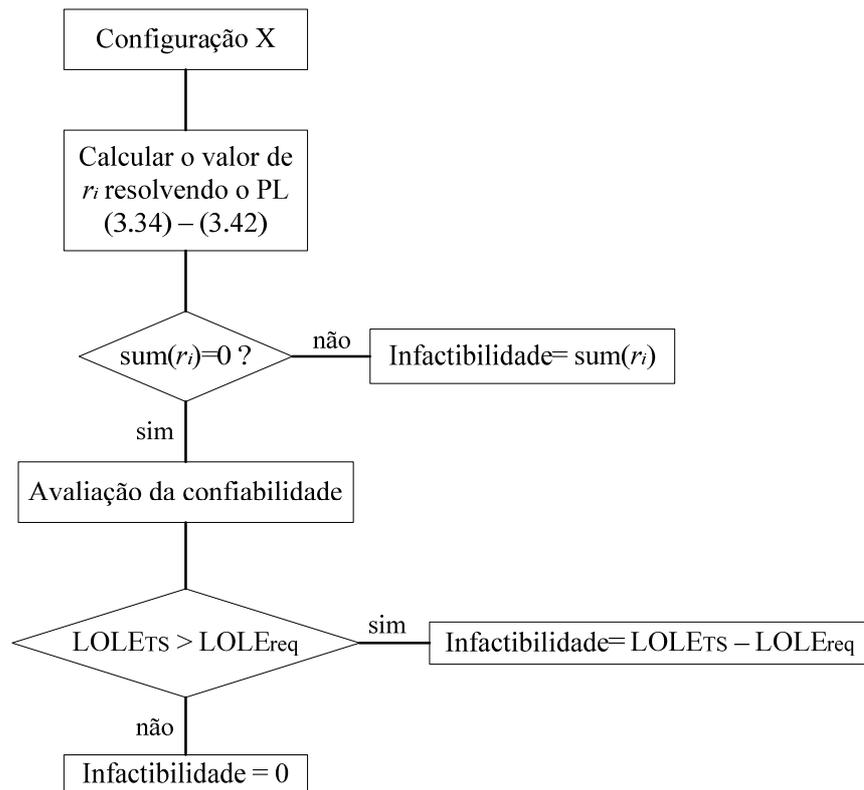
Na Figura 3.19 se apresenta um diagrama de fluxo correspondente à manipulação das inactibilidades.

Na maioria dos AG aplicados aos problemas com restrições, as inactibilidades são penalizadas na função objetivo ou não são consideradas no resto do processo. No AGCB, a função objetivo e a função de inactibilidade de cada indivíduo da população são armazenadas separadamente e usadas no processo para diferentes propósitos.

Normalmente, a função objetivo é usada para realizar a seleção e para a substituição de um indivíduo na população quando todas as configurações propostas são factíveis. A inactibilidade é usada para substituir um indivíduo na população quando existem propostas de soluções inactíveis na população corrente.

#### 3.4.4 Seleção

A seleção é o operador que permite escolher as configurações da população corrente que devem participar na geração de um novo indivíduo.



**Figura 3.19:** Manipulação das infactibilidades.

A proposta mais atrativa para fazer seleção é o procedimento chamado torneio. Nesta estratégia, os descendentes são escolhidos realizando  $n$  jogos, sendo  $n$  igual ao tamanho da população quando se consideram os AG tradicionais. No AGCB, o número de jogos  $n$  é igual a dois, e assim, em cada jogo deve-se escolher uma configuração ganhadora.

Em cada jogo são selecionadas aleatoriamente  $k$  configurações da população corrente, e a configuração ganhadora do jogo é aquela que tem uma função de adaptação de melhor qualidade.

Assim, a seleção proposta é baseada em um torneio com  $n = 2$  e  $k = 3$ , isto é, dois jogos onde concorrem três configurações diferentes por jogo.

O procedimento é o seguinte:

1. Três indivíduos são selecionados aleatoriamente da população atual.
2. O indivíduo com a melhor função objetivo é escolhido para ser o primeiro ganhador.
3. Depois, o procedimento é repetido, e é determinado o segundo ganhador.
4. O primeiro e o segundo ganhadores devem ser diferentes um do outro. Se forem diferen-

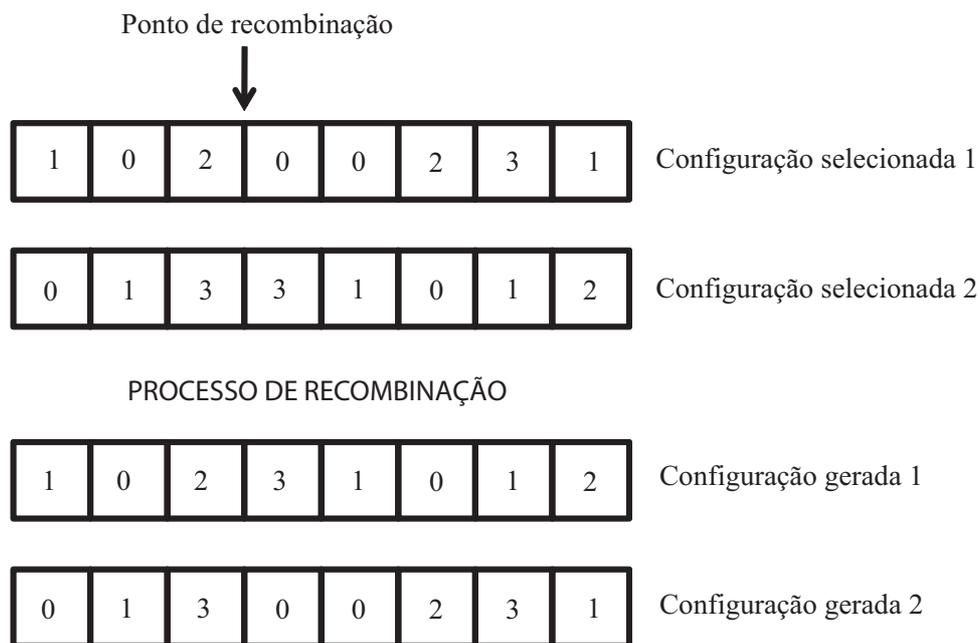
tes, os dois passam à fase de recombinação.

Existem outras formas de fazer o procedimento de seleção, mas neste trabalho é usado o torneio por ser simples e fácil de implementar, rápido e eficiente computacionalmente.

### 3.4.5 Recombinação

As configurações escolhidas no processo de seleção devem ser submetidas ao operador de recombinação. A recombinação consiste em trocar parcelas das duas configurações escolhidas na etapa de seleção, para formar duas novas configurações.

Na metodologia que se propõe é aplicada uma recombinação de ponto simples. O ponto de recombinação é escolhido aleatoriamente e depois são gerados os dois novos indivíduos, cada um deles tem uma parcela da topologia de cada configuração geradora. Na Figura 3.20, apresenta-se um exemplo de recombinação de um simples ponto.



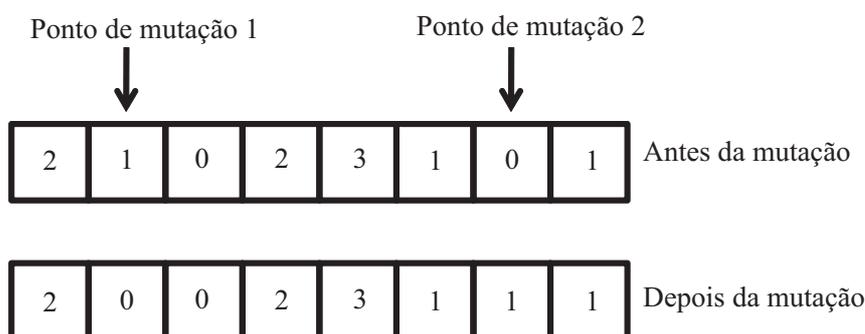
**Figura 3.20:** Recombinação de um simples ponto.

Cabe ressaltar que nos AG as duas configurações geradas podem fazer parte da população na iteração seguinte. No caso do AGCB, somente um dos indivíduos gerados é escolhido para continuar no processo e possivelmente fazer parte da população, o outro indivíduo é eliminado. Uma opção para escolher qual dos dois novos indivíduos continua no processo, é escolher aquele que apresente uma função objetivo de melhor qualidade.

### 3.4.6 Mutação

Depois de feita a recombinação, temos uma configuração de uma possível solução. Para a mutação, neste trabalho, são escolhidas aleatoriamente duas posições desta configuração, e trocada a informação delas. Deve-se verificar que as duas posições selecionadas tenham diferente informação genética.

O processo que se propõe para fazer a mutação é representado na Figura 3.21.



**Figura 3.21:** Operador genético da mutação.

### 3.4.7 Melhoria local para um indivíduo

As melhorias locais são as principais contribuições do AGCB. Essas melhorias podem ser de dois tipos: melhoria da função objetivo e melhoria da infactibilidade.

Se o novo indivíduo é infactível, pode ser feita uma melhoria da sua factibilidade. Neste trabalho, a melhoria da infactibilidade é feita adicionando um novo circuito na configuração de maneira aleatória e testar se verdadeiramente é obtida uma configuração de melhor qualidade.

Se o novo indivíduo é factível, então pode ser feita uma melhoria da qualidade de sua função objetivo. Neste trabalho, a melhoria na qualidade do indivíduo é realizada tentando reduzir o valor da função objetivo. Para isto, as novas adições feitas à configuração base durante todo o processo são organizadas em ordem descendente de acordo com o custo (primeiro as mais caras) e, nessa ordem, são identificadas aquelas que podem ser retiradas da configuração corrente sem induzir perda de factibilidade. Ou seja, são eliminados aqueles circuitos “caros” que foram adicionados durante todo o processo e que não são necessários para assegurar a correta operação do novo sistema.

Para os sistemas de médio e grande portes, pode ser necessária a implementação de métodos de melhoria local muito mais sofisticados. Nesse caso, pode-se tentar melhorar a qualidade do

indivíduo usando algoritmos heurísticos construtivos para identificar o caminho mais adequado para adicionar esse novo circuito.

### 3.4.8 Substituição da população

No AGCB não existe substituição completa da população. Esta é uma das diferenças com relação aos AG convencionais, nos quais em cada iteração todos ou a maioria dos indivíduos da população corrente são substituídos. O AGCB substitui em cada iteração somente um indivíduo da população.

O indivíduo é incorporado na população corrente tendo em conta os seguintes critérios:

- Se o novo indivíduo é infactível, pode substituir somente um indivíduo da população atual mais infactível do que ele.
- Se o indivíduo é factível, ele deve substituir o indivíduo mais infactível da população corrente. No caso de que todos os indivíduos da população corrente sejam factíveis, então o novo indivíduo pode substituir aquele que tenha pior qualidade, sempre que o novo indivíduo seja de melhor qualidade que aquele que vai ser substituído.
- O novo indivíduo deve ser diferente de todos os outros da população corrente. Se for idêntico a um já existente, então o novo indivíduo é descartado e a população não apresenta nenhuma alteração.

Finalmente, cabe ressaltar que algumas das razões que fazem mais eficiente o algoritmo de solução proposto tem a ver com o seguinte:

- Todas as soluções armazenadas são diferentes, o que impede uma convergência prematura do processo.
- As soluções infactíveis são armazenadas quando existem só algumas factíveis na população, e portanto, elas podem participar na geração dos novos indivíduos.
- As etapas de melhorias locais fazem mais eficiente a evolução do AGCB.
- Por último, a lógica da substituição da população atual preserva as topologias de melhor qualidade, isto é, as melhores soluções só são substituídas quando é gerado um indivíduo ainda melhor.

## **4 TESTES E RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO MODELO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E INCERTEZAS NA DEMANDA**

Nesta seção são apresentados os diferentes testes feitos para a validação da metodologia. Inicialmente, apresenta-se os testes feitos às diferentes avaliações de confiabilidade necessárias para o cálculo dos índices de confiabilidade. Em seguida, é apresentada a solução de expansão ótima obtida para o problema de planejamento considerando um critério probabilístico de confiabilidade, para um sistema de 5 barras conhecido como MRBTS (“Modified Roy Billinton test system”), do qual são encontrados na literatura todos os dados de confiabilidade necessários para a aplicação da metodologia. Finalmente, os testes em um sistema de 24 barras conhecido como IEEE-RTS (“IEEE-Reliability Test System”) são apresentados.

### **4.1 Testes na avaliação de confiabilidade do sistema de geração**

O método usado neste trabalho para a avaliação da confiabilidade no nível de geração foi explicado detalhadamente no capítulo anterior. A metodologia foi implementada na linguagem MATLAB, e testada utilizando os sistemas apresentados por Schenk et al. (1984): sistemas com 3 e 32 unidades de geração. Os valores obtidos para os índices LOLE e EENS foram verificados.

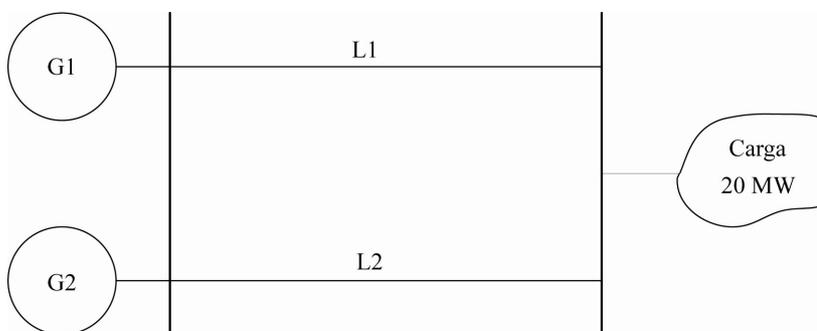
Um outro procedimento que utiliza uma curva de carga efetiva pode também ser usado para a avaliação de confiabilidade no sistema de geração, (CHOI; BILLINTON; FUTUHI-FIRUZABED, 2005).

Neste trabalho, utiliza-se o procedimento baseado nos momentos estatísticos porque apre-

senta algumas vantagens sobre a metodologia que usa a curva de carga efetiva do sistema. Essas vantagens correspondem principalmente à fácil implementação e o bom desempenho computacional, pois os cálculos feitos consideram operações matemáticas simples. Adicionalmente, o método reduz o número de impulsos da curva equivalente a alguns blocos, fazendo com que o processo de convolução seja mais simplificado. Por outro lado, a metodologia que usa a curva de carga efetiva precisa do cálculo de uma função de saída conjunta dos geradores, o que implica cálculos iniciais que podem ser, em alguns casos, procedimentos complexos.

## 4.2 Testes na avaliação de confiabilidade do sistema composto geração-transmissão

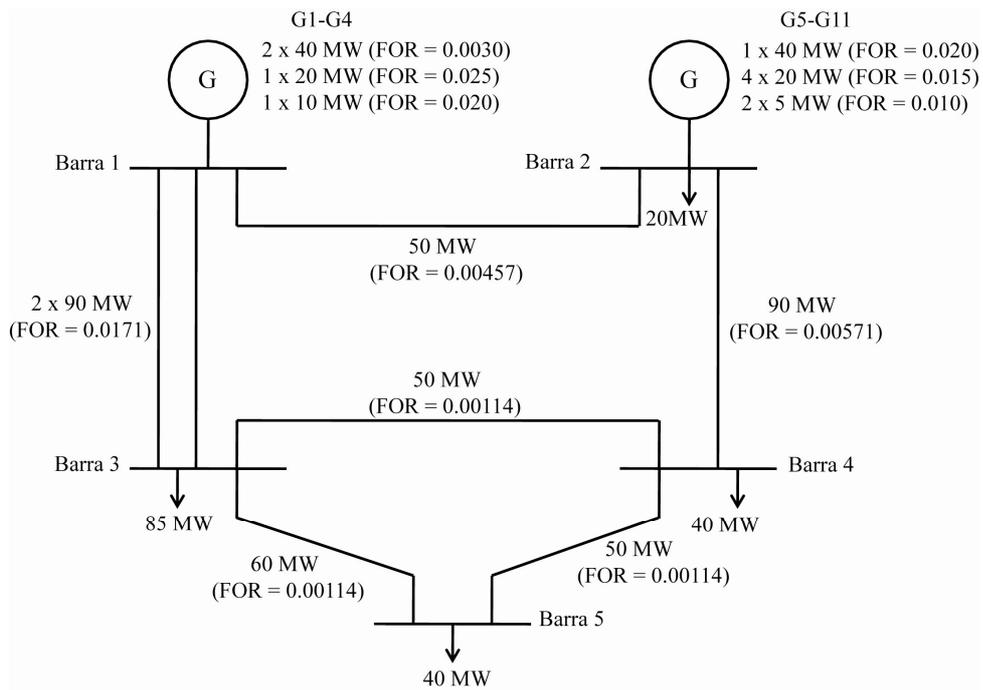
A metodologia usada, neste trabalho, para a avaliação da confiabilidade no sistema composto de geração-transmissão foi explicada detalhadamente no capítulo anterior. A metodologia foi implementada na linguagem MATLAB, e testada utilizando os dois sistemas apresentados por Choi, Billinton e Futuhi-Firuzabed (2005): um sistema de duas barras apresentado na Figura 4.1, e o sistema MRBTS com a configuração mostrada na Figura 4.2. Os dados desses dois sistemas podem ser encontrados no apêndice A.



**Figura 4.1:** Sistema de duas barras.

Inicialmente, avalia-se a confiabilidade do sistema de duas barras. Os valores obtidos para os índices LOLE e EENS foram verificados.

Na aplicação da metodologia proposta, a curva de carga efetiva obtida é uma função discreta, onde cada valor de carga equivalente  $X_e$  tem associado um valor na curva CMELDC (Figura 4.3), em outras palavras, a curva obtida da convolução da função de distribuição de probabilidade do gerador fictício sintetizado com a curva de duração de carga, é uma função discreta. Além disso, os valores da carga equivalente  $X_e$  podem ser qualquer combinação da soma da carga real e a carga fictícia que representa a saída dos componentes. Portanto, no

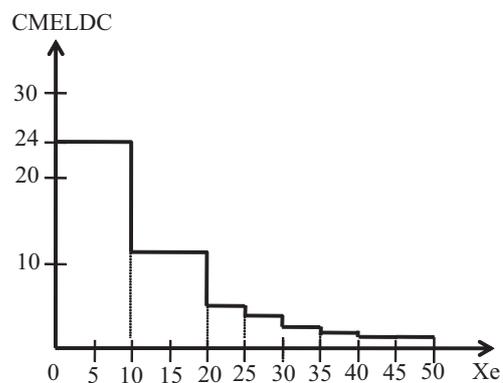


**Figura 4.2:** Sistema MRBTS.

exemplo de duas barras é necessário fixar um tamanho do passo incremental para os valores de carga equivalente  $X_e$ , e calcular o valor da função de distribuição de probabilidade da CMELDC (ver equação 3.21) só nesses valores. Assim, nas simulações do sistema de duas barras foi fixado um valor incremental do passo para os valores de  $X_e$  de 5MW.

Adicionalmente, os estados que se consideram na avaliação de confiabilidade correspondem a todos os estados operativos ( $2^4 = 16$ ) possíveis do sistema.

$X_e$	CMELDC
0	24,0
5	24,0
10	24,0
15	11,475
20	11,475
25	2,529
30	2,454
35	1,194
40	1,140
45	0,100
50	0,100



**Figura 4.3:** Forma característica da CMELDC.

Para a avaliação de confiabilidade do sistema MRBTS, os passos de discretização para a

curva de carga efectiva CMELDC foram fixados para cada barra como mostrado na Tabela 4.1.

**Quadro 4.1:** Tamanho da discretização da CMELDC para o sistema MRBTS.

Barra	Passo de discretização
2	2,5
3	11
4	5
5	5

Os resultados obtidos neste trabalho variam muito pouco com os apresentados por Choi, Billinton e Futuhi-Firuzabed (2005), como pode se notar na Tabela 4.2. Nesta aplicação foram consideradas contingências até no máximo de três componentes do sistema.

**Quadro 4.2:** Comparação dos índices obtidos para o sistema composto geração-transmissão.

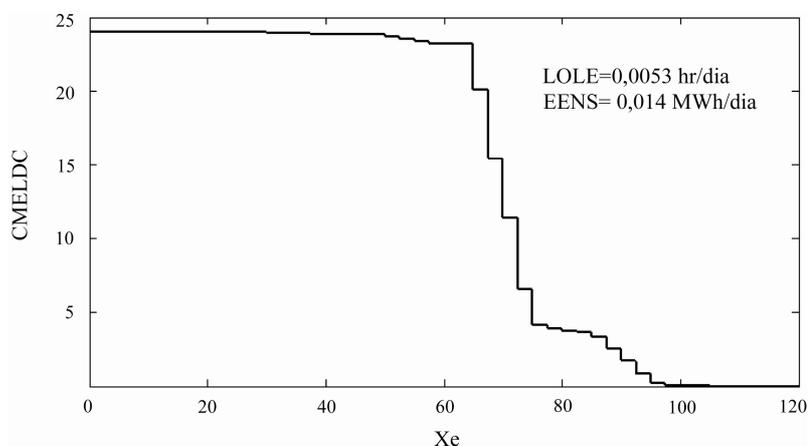
Índice	Resultados descritos na referência	Resultados da aplicação
LOLE [hrs/dia]	Nó 2 - 0,0053	Nó 2 - 0,0053
	Nó 3 - 0,0059	Nó 3 - 0,0059
	Nó 4 - 0,0113	Nó 4 - 0,0090
	Nó 5 - 0,0113	Nó 5 - 0,0091
EENS [MWh/dia]	Nó 2 - 0,0276	Nó 2 - 0,0140
	Nó 3 - 0,0671	Nó 3 - 0,0890
	Nó 4 - 0,0682	Nó 4 - 0,0692
	Nó 5 - 0,0682	Nó 5 - 0,0693
LOLE bulk [hrs/dia]	0,0081	0,0073
EENS bulk [MWh/dia]	0,2311	0,2416

Em sistemas de maior porte, a função de probabilidade do gerador fictício sintetizado de cada uma das barras de carga pode ter uma quantidade considerável de valores possíveis <sup>1</sup>, assim o valor do LOLE e da EENS pode variar facilmente se são considerados aspectos como a existência de ótimos alternativos na solução do PL que determina a chegada de potência às barras de carga, o tamanho para a discretização de  $X_e$ , em alguns casos a discretização da curva de duração de carga, entre outros.

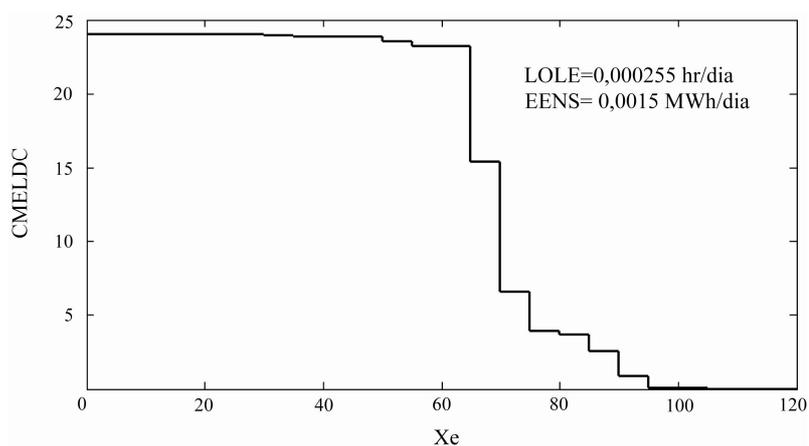
Por exemplo, para o sistema MRBTS (Figura 4.2) foram originadas duas CMELDC para o primeiro ponto de carga (barra 2). Como se pode ver na Figura 4.4, o passo de discretização foi fixado em 2,5, obtendo um valor para o LOLE igual ao apresentado na Tabela 4.2. Se o passo

<sup>1</sup>A função de probabilidade do gerador fictício sintetizado representa as chegadas de potências às barras de carga para diferentes estados probabilísticos de operação.

de discretização para os valores de  $X_e$  é fixado em 5,0, os valores dos índices de confiabilidade obtidos correspondem aos mostrados na Figura 4.5.



**Figura 4.4:** CMELDC da barra 2 do sistema MRBTS, passo=2,5.



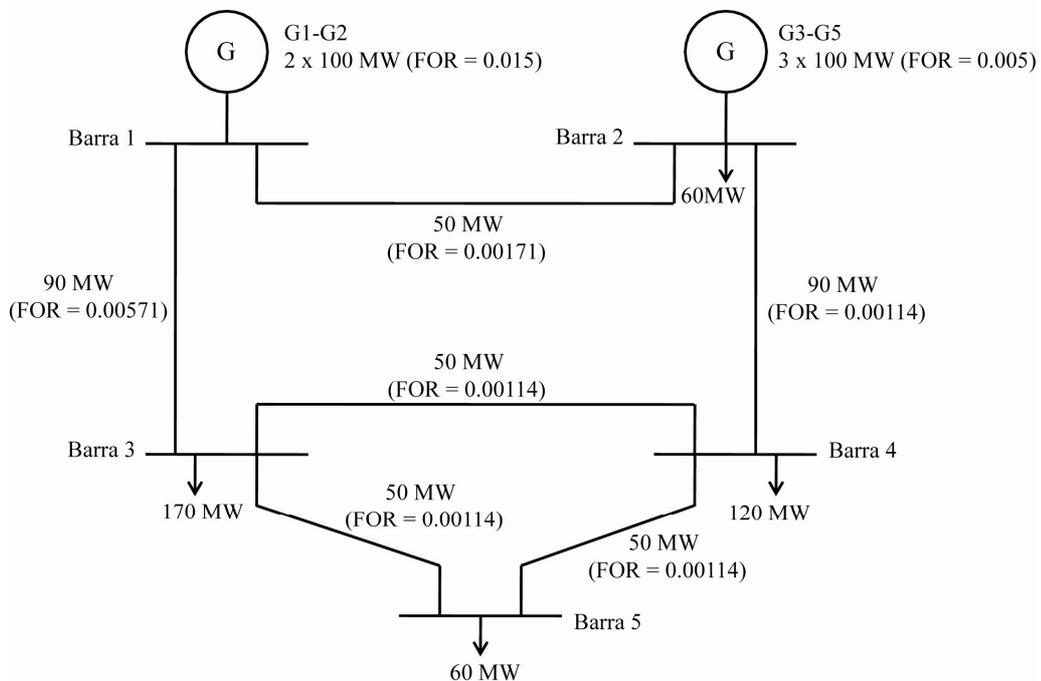
**Figura 4.5:** CMELDC da barra 2 do sistema MRBTS, passo=5,0.

Uma discussão mais detalhada de alguns aspectos, como o tamanho do passo na discretização da curva de duração de carga, o efeito de um modelo de discretização da carga com passos não uniformes, a análise de contingências, entre outros, é apresentada por Billinton e Wenyuan (1991, 1994) e, por Sankarakrishnan e Billinton (1996).

## 4.3 Solução ao planejamento considerando a confiabilidade e a variabilidade na demanda

### 4.3.1 Sistema teste de Roy Billinton Modificado (MRBTS)

Um primeiro teste da metodologia proposta para o planejamento considerando a confiabilidade e a demanda variável, corresponde a um exemplo simples de cinco barras com a topologia apresentada na Figura 4.6. Este sistema é conhecido como sistema de Roy Billinton modificado (do inglês, Modified Roy Billinton Test System), que é uma simplificação do sistema original RBTS (do inglês, Roy Billinton Test System) apresentado por Billinton et al. (1989). Os dados das linhas são mostrados na Tabela 4.3. A primeira e a segunda coluna correspondem às barras de envio e de chegada de cada uma das linhas, a terceira coluna corresponde à máxima capacidade da linha, na coluna 4 são apresentados os custos de construção das linhas, a coluna 5 corresponde à configuração inicial do sistema e finalmente, na coluna 6 são mostrados os valores da taxa da falha de cada uma das linhas do sistema. Pode-se ver que existem dois novos caminhos possíveis que correspondem à conexão das barras 1 – 4 e as barras 2 – 3. O número máximo de linhas que pode ser construído por caminho foi limitado a 4.



**Figura 4.6:** Sistema MRBTS para planejamento.

Os dados das unidades de geração são apresentados na Tabela 4.4. A primeira coluna mostra o número do gerador, a segunda coluna indica a localização do gerador no sistema, as colunas

**Quadro 4.3:** Características das linhas do sistema MRBTS.

Barra inicial	Barra final	Capacidade (MW)	Reatância (p.u.)	Custo (Unidades de custo)	$n_{ijo}$	FOR
1	2	50	0,48	50	1	0,00171
1	3	90	0,18	45	1	0,00571
1	4	50	0,12	50	0	0,00114
2	3	50	0,12	55	0	0,00114
2	4	90	0,60	60	1	0,00114
3	4	50	0,12	40	1	0,00114
3	5	50	0,12	35	1	0,00114
4	5	50	0,12	35	1	0,00114

3 e 4 mostram a capacidade e a taxa de falhas de cada gerador, respectivamente.

**Quadro 4.4:** Características dos geradores do sistema MRBTS.

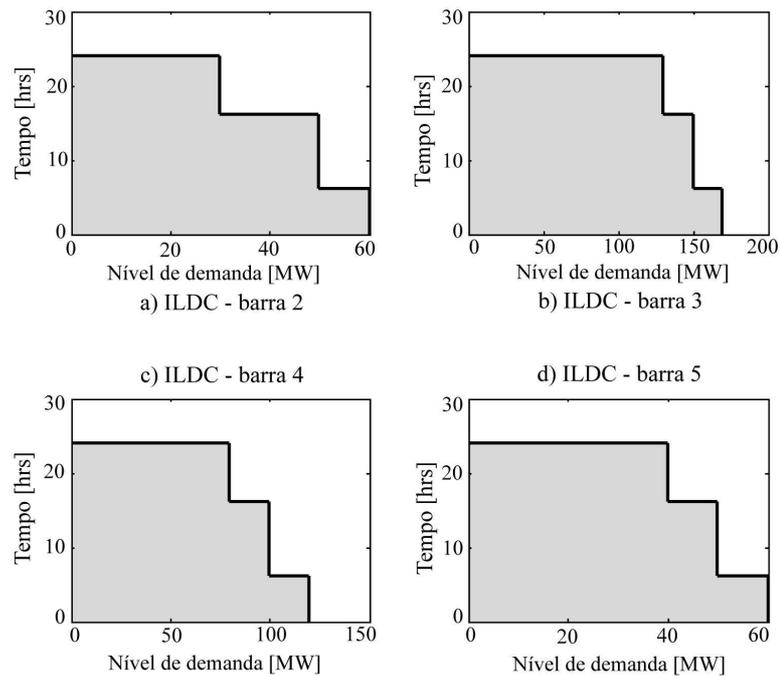
Gerador	Localização	Capacidade MW	FOR
G1	Barra 1	100	0,015
G2	Barra 1	100	0,015
G3	Barra 2	100	0,005
G4	Barra 2	100	0,005
G5	Barra 2	100	0,005

O valor máximo demandado nas barras correspondem aos valores mostrados na Tabela 4.5. As curvas de duração de carga diária invertidas de cada barra de demanda são apresentadas na Figura 4.7.

**Quadro 4.5:** Demandas máximas do sistema MRBTS.

Barra	Demanda (MW)
1	0
2	60
3	170
4	120
5	60

Inicialmente, deve-se verificar que a configuração base é infactível, isto é, apresenta racionamento de potência ou o índice de confiabilidade LOLE é maior que o nível pré-definido pelo operador do sistema. Portanto, é resolvido um fluxo de carga DC e determinado um valor para o corte de carga de 152,50 MW. Por outro lado, é feita uma análise de confiabilidade para verificar que o sistema de transmissão base não satisfaz o índice de confiabilidade requerido e os



**Figura 4.7:** Curvas de duração de carga diária invertida.

resultados obtidos correspondem aos mostrados na Tabela 4.6. Para a análise de confiabilidade do sistema composto de geração-transmissão se avalia um nível máximo de contingências de 5.

Pode-se observar claramente que o sistema inicial apresenta valores do índice de confiabilidade LOLE muito altos, esses valores indicam que na maior parte do tempo sob estudo (um ano) o nível de demanda fornecido em cada barra não satisfaz as exigências necessárias.

**Quadro 4.6:** Índices de confiabilidade da configuração base do sistema MRBTS.

LOLE - Sistema de geração	4,1514 (h/ano)
EENS - Sistema de geração	1.270,40 (MWh/ano)
LOLE - Sistema composto	7.483,50 (h/ano)
EENS - Sistema composto	$1,0711 \times 10^6$ (MWh/ano)
LOLE - Sistema de transmissão	7.479,4 (h/ano)

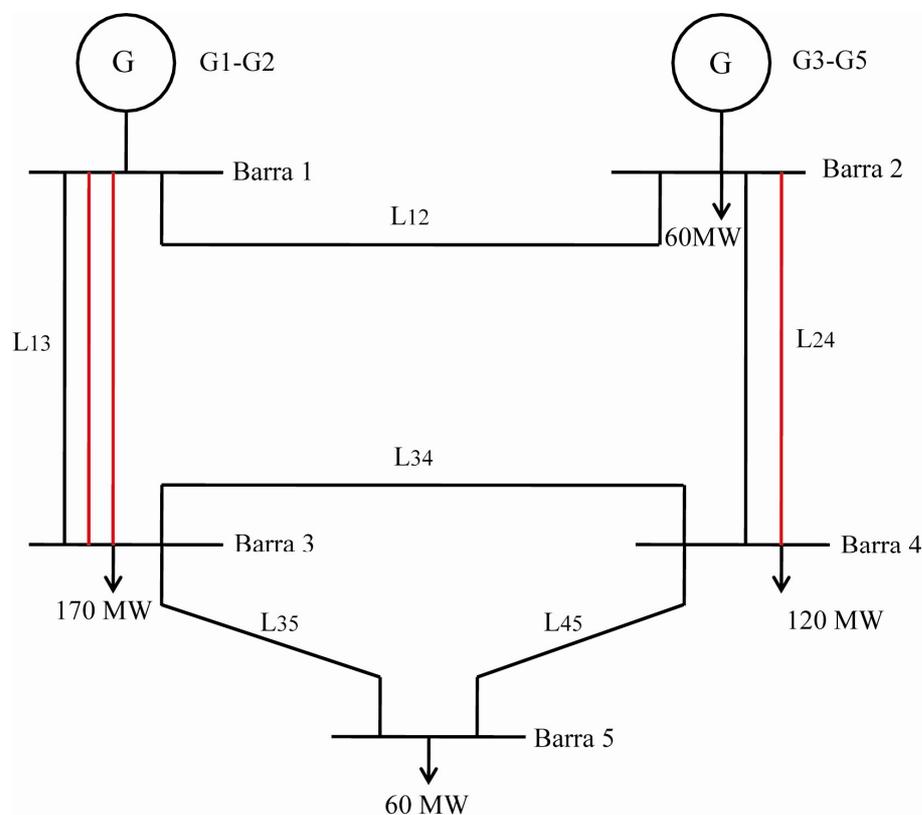
É importante ressaltar que o valor do LOLE no sistema de geração é um valor pequeno (4,1514 h/ano), o que assegura que o plano da expansão do sistema de geração satisfaz um nível aceitável de confiabilidade. A avaliação de confiabilidade do sistema de geração é feita no início do algoritmo e seu valor permanece constante, pois nesta metodologia somente são considerados novos investimentos na rede de transmissão, o que não afeta a confiabilidade do sistema de geração.

Neste teste, os parâmetros do algoritmo AGCB foram fixados da seguinte forma: um tama-

nhos da população igual a 20 indivíduos, a seleção por torneio com  $k = 3$ . O intervalo variável para a demanda nos pontos de carga é fixada considerando  $\pm 5\%$  de seu valor máximo.

São considerados dois critérios de parada: o algoritmo atinge um número máximo de iterações, que para este sistema é de 200, ou a melhor solução obtida não muda durante um número pré-definido de iterações, neste caso 20.

Inicialmente, limita-se o LOLE requerido a 100 h/ano. A melhor solução encontrada corresponde ao sistema mostrado na Figura 4.8, que propõe a construção de duas novas linhas de transmissão unindo as barras 1 – 3 e uma nova linha unindo as barras 2 – 4. O custo de construção associado corresponde a 150 unidades de custo.



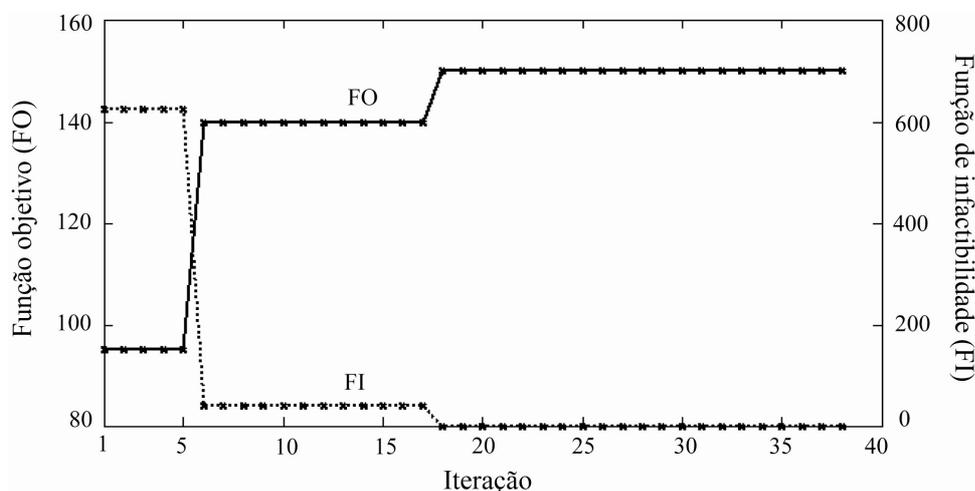
**Figura 4.8:** Plano de expansão para o sistema MRBTS para um LOLE pré-definido de 100 h/ano.

Este novo sistema não apresenta corte de carga e satisfaz o nível de confiabilidade pré-definido para o sistema de transmissão (LOLE = 66,2073 h/ano). Note que com esse investimento no sistema de transmissão o índice LOLE é reduzido em 99% aproximadamente.

O algoritmo atingiu a solução realizando 38 iterações, e realiza 85 avaliações de confiabilidade do sistema de transmissão. O tempo computacional é de 10,5687 horas. Todas as simulações tem sido feitas usando MATLAB. Também é utilizado a interface MATLAB-

GAMS, pois o solver CPLEX 8.1 do GAMS é utilizado para resolver os problemas de programação linear como o fluxo de carga DC e o fluxo de potência ótimo necessário na avaliação de confiabilidade. Todas as simulações apresentadas neste trabalho foram implementadas em um computador INTEL CORE 2 com processador de 1,8 GHz e 2 Gb de memória RAM.

A evolução das funções objetivo e de infactibilidade para atingir a solução é apresentada na Figura 4.9. Como se pode ver nesta Figura, o comportamento da função objetivo é crescente devido ao incremento nos investimentos para satisfazer o nível de confiabilidade. Pelo contrário, o comportamento da função de infactibilidades é decrescente, pois a cada novo investimento está melhorando a factibilidade da solução.



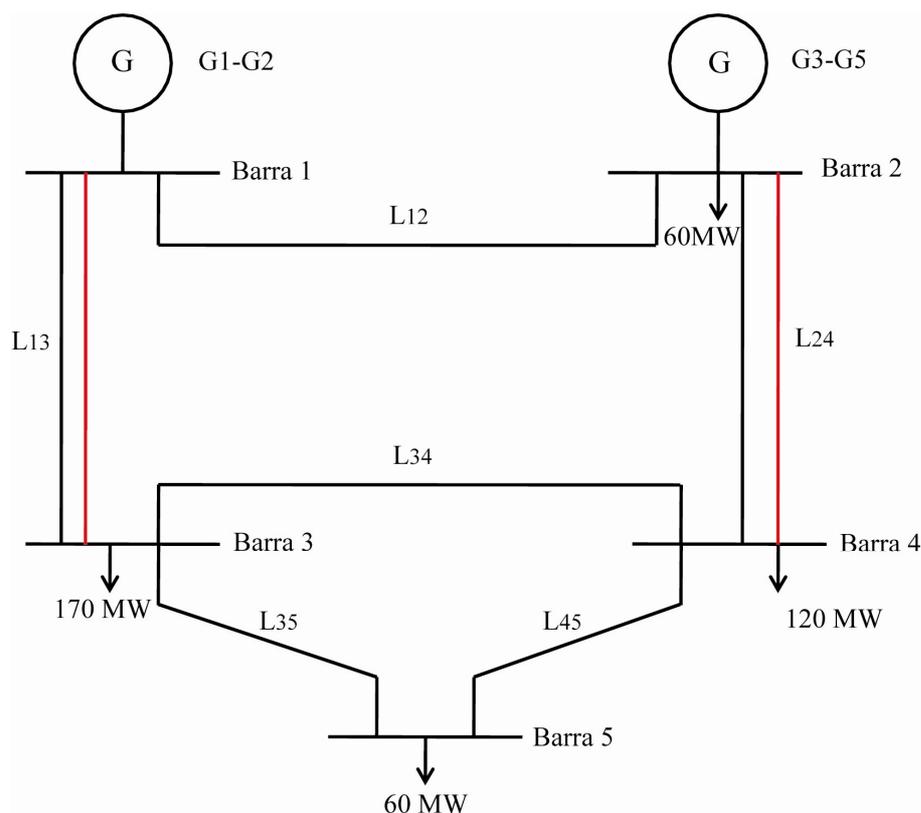
**Figura 4.9:** Evolução da função objetivo e da função de infactibilidades.

Para complementar esta análise, uma nova simulação é feita considerando um LOLE pré-definido igual a 150 h/ano. A melhor solução encontrada pelo algoritmo propõe a construção de uma nova linha no caminho 1 – 3 e uma nova linha no caminho 2 – 4, o que resulta em um investimento de 105 unidades de custo. O novo sistema é apresentado na Figura 4.10.

Com este novo sistema, a demanda satisfaz o intervalo variável permitido e, portanto, não apresenta corte de carga. O novo nível de confiabilidade do sistema corresponde a um LOLE de 122,4123 h/ano, o que satisfaz o nível definido no início da simulação.

Neste caso, o algoritmo realiza também 38 iterações para atingir à solução e executa 75 avaliações da confiabilidade do sistema de transmissão. O tempo de cálculo é de 11,3013 horas, aproximadamente. A evolução do algoritmo até atingir a solução é apresentada na Figura 4.11.

Comparando as soluções obtidas nos dois casos anteriores, uma redução no índice de confiabilidade LOLE do sistema de transmissão implica em um incremento nos investimentos em



**Figura 4.10:** Plano de expansão para o sistema MRBTS para um LOLE pré-definido de 150 h/ano.

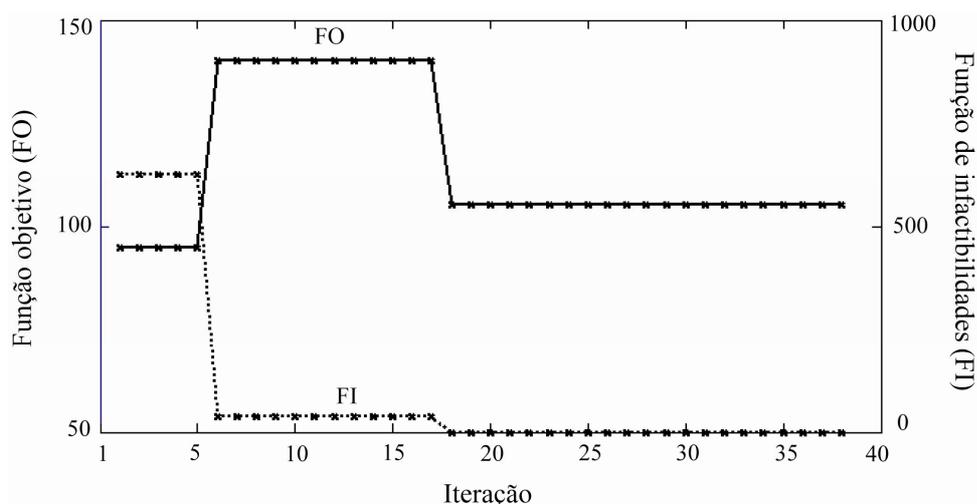
novas linhas de transmissão. Com este sistema, se o investimento aumenta em 45 unidades, então o índice LOLE do sistema de transmissão pode ser reduzido em 46%, aproximadamente.

### 4.3.2 Sistema IEEE-RTS

O seguinte caso está baseado no sistema IEEE de 24 barras, com a topologia mostrada na Figura 4.12. Este sistema de transmissão é formado por 24 barras, 34 caminhos existentes e 7 novos caminhos, totalizando assim 41 caminhos possíveis. Considera-se que as linhas que podem ser construídas no mesmo caminho possuem as mesmas características, e que o máximo número de linhas permitido por caminho é 3. Os dados de linhas, geradores, barras, entre outros, podem ser encontrados no Apêndice A.3. A curva de duração de carga nas barras de demanda foram assumidas como uma linha reta entre 100% e 50% do valor máximo de demanda.

Inicialmente, verifica-se a infactibilidade da configuração inicial. Portanto, realiza-se um fluxo de carga DC para determinar um corte de carga no sistema igual a 609,9496 MW.

Neste caso, também é considerado um intervalo variável para a demanda de  $\pm 5\%$  do valor máximo em cada barra de carga. Como resultado do fluxo de carga DC, a demanda que está



**Figura 4.11:** Evolução da função objetivo e da função de inactibilidades.

sendo fornecida ao sistema corresponde 8.527,20 MW que equivale a 99,73% do valor pico.

Os índices de confiabilidade da configuração base do sistema IEEE-RTS são apresentados na Tabela 4.7. Na avaliação da confiabilidade do sistema composto é considerado um critério de contingências  $n - 1$ .

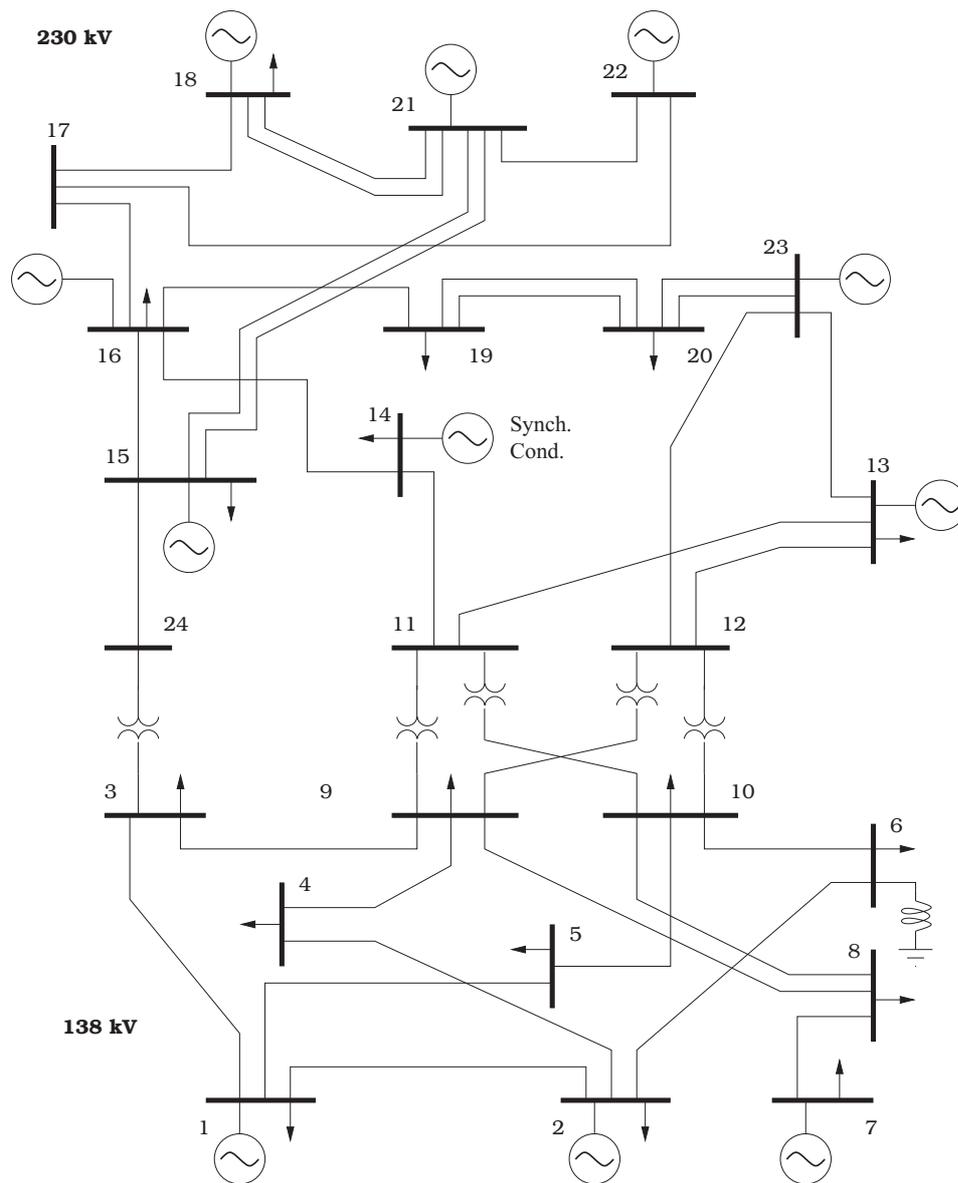
**Quadro 4.7:** Índices de confiabilidade da configuração base do sistema IEEE-RTS.

LOLE - Sistema de geração	4,2218 (h/ano)
EENS - Sistema de geração	$4,4008 \times 10^4$ (MWh/ano)
LOLE - Sistema composto	1.078,9 (h/ano)
EENS - Sistema composto	$7,1640 \times 10^5$ (MWh/ano)
LOLE - Sistema de transmissão	1.074,7 (h/ano)

O LOLE requerido para o sistema de transmissão é fixado em 100 h/ano. O AGCB implementado se caracteriza por um tamanho da população de 50 indivíduos, uma seleção por torneio com  $k = 4$ , e o critério de parada está definido pelo número máximo de iterações (neste caso são realizadas 500 iterações).

A melhor solução obtida para o problema de planejamento considerando a confiabilidade e a demanda variável, corresponde à construção das seguintes linhas: 1 linha unindo as barras 2 – 6, 1 linha unindo as barras 3 – 24, duas linhas no caminho 7 – 8, e uma nova linha no caminho 11 – 13. O investimento total na construção dessas novas linhas corresponde a €25,2613 milhões. O plano de expansão obtido é apresentado na Figura 4.13.

Com este plano de expansão a demanda é fornecida dentro dos limites estabelecidos, isto é, está sendo fornecida uma demanda de 8.489,1 MW que corresponde ao 99,29% da demanda



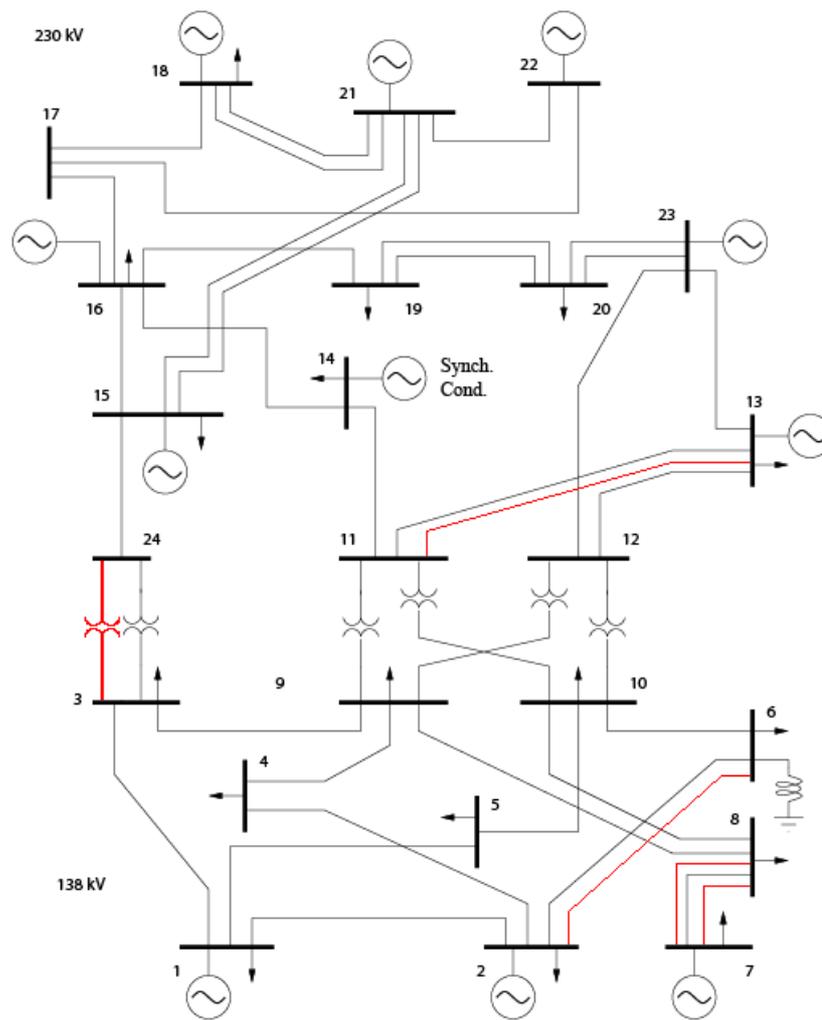
**Figura 4.12:** Sistema IEEE-RTS.

máxima do sistema. Assim, o corte de carga para este novo sistema é zero.

Uma avaliação de confiabilidade é feita para este novo sistema, obtendo um LOLE para o sistema de transmissão de 32,7707 h/ano, que é inferior ao limite pré-definido.

A evolução das funções objetivo e de infactibilidades é apresentada na Figura 4.14. Nesta simulação, o algoritmo atingiu a solução ótima em um tempo de cálculo de 14,7710 horas, e realiza 1.962 avaliações de confiabilidade do sistema de transmissão.

Para complementar a análise anterior, é feito um outro teste ao sistema IEEE-RTS. Neste caso, para a avaliação de confiabilidade do sistema composto se considera um critério de contingências  $n - 2$ , e o espaço de estados operativos possíveis do sistema é reduzido considerando

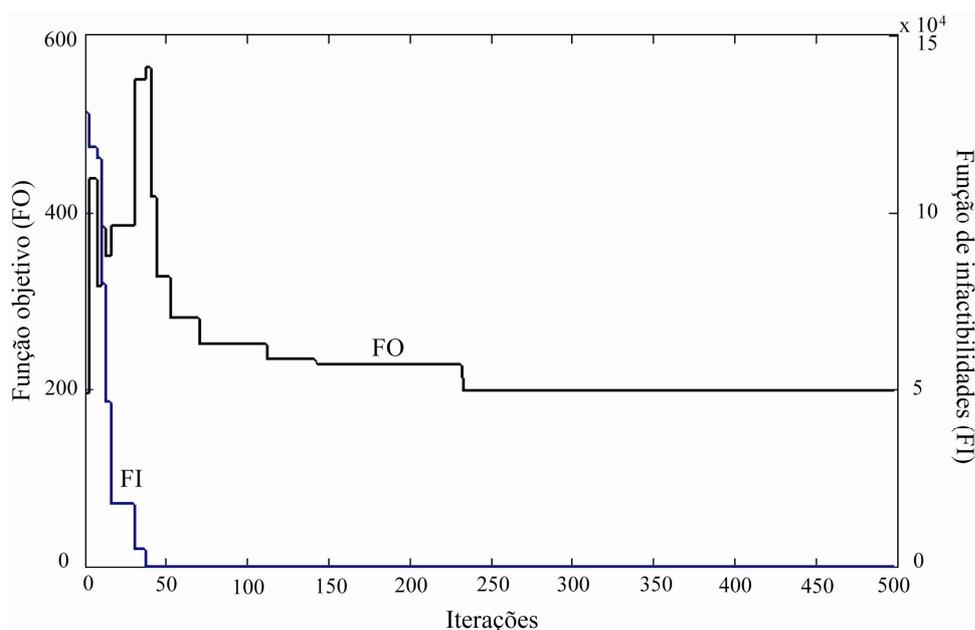


**Figura 4.13:** Plano de expansão para o sistema IEEE-RTS considerando um LOLE pré-definido de 100 h/ano.

sua probabilidade de ocorrência, isto é, são considerados para a análise aqueles estados que tenham associada uma probabilidade de ocorrência maior que  $1 \times 10^{-5}$ .

Como os critérios para a avaliação de confiabilidade mudaram (critério de contingências  $n - 2$  e redução do espaço de estados operativos do sistema), deve ser feita novamente uma análise de confiabilidade da configuração base sob estas novas condições. Assim, obtém-se um LOLE para o sistema composto de 1.483 h/ano, e para o sistema de transmissão de 1.478,70 h/ano. Claramente, este novo valor do LOLE para o sistema base não satisfaz o critério de confiabilidade pré-definido.

A exigência no nível de confiabilidade, neste caso, é fixada em 150 h/ano. O AGCB usa uma população de 50 indivíduos e uma seleção baseada em torneio com  $k = 4$ . O critério de parada considera um máximo número de iterações igual a 500.



**Figura 4.14:** Evolução da função objetivo e da função de inafactibilidades - Sistema IEEE-RTS.

A melhor solução obtida neste teste propõe a construção das seguintes linhas de transmissão: uma linha no caminho 2 – 6, uma linha no caminho 3 – 24, duas linhas unindo as barras 7 – 8 e uma nova linha unindo as barras 11 – 13. Estes investimentos tem um custo associado de €25,2613 milhões. Com esta nova configuração, o LOLE do sistema composto corresponde a 119,9288 h/ano, e o LOLE do sistema de transmissão a 115,7071 h/ano, o que satisfaz o nível de confiabilidade pré-definido.

Note que a solução anterior é igual à solução do caso anterior que considerava um nível de contingências  $n - 1$ , mas o índice de confiabilidade nos dois casos é diferente devido aos critérios definidos na avaliação de confiabilidade.

Os tempos de cálculo elevados (10,5687 horas e 11,3013 horas para o sistema MRBTS quando considerados um LOLE pré-definido de 100 h/ano e de 150 h/ano, respectivamente, e 14,7710 horas no caso do sistema IEEE-RTS) se devem ao processamento computacional necessário para realizar a avaliação de confiabilidade do sistema composto geração-transmissão, onde é preciso avaliar de maneira rigorosa as condições operativas de cada estado do sistema dependendo do número de contingências a serem avaliadas. Cabe ressaltar, que a avaliação de confiabilidade do sistema composto é realizada várias vezes durante uma mesma iteração totalizando um número de avaliações considerável (85 e 75 avaliações para o sistema MRBTS quando considerados um LOLE pré-definido de 100 h/ano e de 150 h/ano, respectivamente, e 1.962 avaliações no caso do sistema IEEE-RTS) durante a convergência do algoritmo.

Esses tempos computacionais poderiam ser reduzidos implementando uma sub-rotina que permita armazenar a informação de cada avaliação de confiabilidade realizada, de tal forma que a avaliação não seja executada novamente sob uma mesma configuração do sistema. Outra forma mais rigorosa poderia considerar o armazenamento dos resultados de cada um dos estados operativos analisados e assim evitar a resolução de um número grande de PL's correspondentes a fluxos de potência ótimos.

Desta primeira parte, pode-se concluir parcialmente que a modelagem proposta permitiu obter soluções de boa qualidade que satisfazem as exigências no nível de confiabilidade e que fornecem um valor de demanda dentro do intervalo de incerteza definido. Adicionalmente, o algoritmo de solução implementado apresentou um tempo computacional alto, embora razoável considerando o tipo de problema sob estudo.

A seguir, apresenta-se uma outra abordagem ao problema de planejamento, mas considerando o comportamento dos mercados elétricos. Nessa abordagem, o problema de planejamento é formulado como um problema de programação bi-nível que permite identificar a interação entre um agente de nível superior (representando ao operador do sistema) e um agente de nível inferior (representando ao operador do mercado).

## *Parte II*

# *Abordagem considerando mercados elétricos*

# ***5 MODELO BI-NÍVEL PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO SOB AMBIENTES DE MERCADOS ELÉTRICOS***

## **5.1 Introdução**

Neste capítulo é apresentado um modelo bi-nível para o planejamento da expansão da transmissão em um ambiente de mercado, onde produtores e consumidores negociam livremente energia elétrica. Esse mercado é “ajustado” por um operador de mercado usando um procedimento de ajuste de mercado (“Market Clearing Procedure”), considerando a rede de transmissão e procurando a maximização do benefício social.

O operador do sistema de transmissão (OST) é considerado um monopólio natural, que tem como funções o planejamento e a operação das redes de transmissão com o objetivo final de facilitar as transações no mercado elétrico, com isto, contribuindo à maximização do benefício social. Portanto, neste trabalho se apresenta um modelo que pode ser implementado pelo OST para obter um plano ótimo para a expansão da transmissão. Esta abordagem considera uma análise estática do planejamento no sentido que analisa simplesmente as condições do sistema em um ano futuro específico.

O modelo está baseado na programação bi-nível. O objetivo do agente encarregado da rede de transmissão, modelado como um problema de nível superior é a minimização dos investimentos facilitando as transações de energia no mercado. O problema de nível superior é restrito por um conjunto de problemas de nível inferior que correspondem a problemas de “ajuste de mercado” considerando diferentes cenários. Esses problemas de nível inferior representam a operação do mercado, e seus objetivos individuais correspondem à maximização

do benefício social no seu respectivo cenário. Assim, decisões de investimento feitas no nível superior condicionam os problemas de “ajuste de mercado” no nível inferior, enquanto que os benefícios sociais resultantes do nível inferior afetam as decisões de investimento no problema de nível superior. Portanto, o modelo bi-nível proposto permite considerar simultaneamente as interações entre os problemas de nível superior e nível inferior, até obter uma solução ótima conjunta.

Os cenários incluem casos com contingências de linhas e variações da demanda nos pontos de carga. O modelo de mercado é baseado no Mercado Elétrico da Península Ibérica.

O modelo bi-nível proposto é transformado em um problema não linear inteiro misto padrão, isto é, somente um nível de otimização. Nos problemas de nível inferior, as variáveis de nível superior se consideram conhecidas, assim cada um desses problemas de nível inferior é linear, portanto contínuo e convexo, e que pode ser representado por suas restrições primais, restrições do seu problema dual e pela condição de dualidade forte.

Se as restrições primais, restrições duais e condições da dualidade forte de todos os problemas de nível inferior (um para cada cenário) são incorporados dentro do problema de nível superior que representa as decisões de investimento ótimas, o problema resultante é um problema não linear inteiro misto que pode ser transformado em um problema linear inteiro misto usando diferentes procedimentos de linearização, e seguidamente ser resolvido utilizando um software comercial. O programa de computador usado para obter solução do modelo é o GAMS com CPLEX 11.0.

Os resultados obtidos da aplicação da modelagem bi-nível proposta para o problema de planejamento no sistema de Garver e no IEEE-RTS são apresentados, e comparados com a solução de uma aproximação do problema clássico de minimização de custos. O modelo proposto gera soluções com um alto benefício social e um maior custo de investimento do que as soluções obtidas pela aproximação do modelo clássico. As simulações computacionais apresentam uma baixa complexidade computacional do modelo proposto para problemas reais, e seu interesse em obter soluções que ofereçam um maior benefício social do mercado.

Uma revisão detalhada sobre os conceitos da programação bi-nível é feita por Bard e Falk (1982) e por Colson, Marcotte e Savard (2007). Diferentes pesquisas em diferentes contextos tem sido desenvolvidas usando a programação bi-nível.

Motto, Arroyo e Galiana (2005) apresentam uma solução do problema de segurança da rede elétrica ante ataques mal-intencionais; esse tipo de problema é representado como um problema de programação bi-nível. Esse problema pode ser visto como uma identificação do

máximo dano que pode causar um agente de nível superior (agente perturbador) com recursos limitados, sujeito às reações do agente de nível inferior (o operador do sistema).

Em 2007, foi proposto por Carrión, Arroyo e Alguacil (2007) um modelo de programação estocástica para encontrar um plano ótimo de expansão que mitiga o impacto dos ataques mal-intencionais na rede elétrica. A análise da vulnerabilidade da rede é baseada na programação bi-nível com o fim de identificar os componentes críticos da rede, os quais seriam os objetivos potenciais dos agentes terroristas.

García-Bertrand, Kirschen e Conejo (2008), apresentam uma modelagem para que as empresas de geração possam determinar suas decisões de investimento considerando a competência nos mercados elétricos.

## 5.2 Conceitos de programação bi-nível

A programação multi-nível foi inicialmente definida como uma generalização da programação matemática. Nesse contexto, a região de restrições (região de factibilidade) está implicitamente determinada por uma série de problemas de otimização que devem ser resolvidos em uma sequência pré-definida.

O problema pode ser visto como um jogo de  $n$  jogadores, soma não zero e com informação perfeita, onde a ordem de jogada é especificada no início do jogo, e as estratégias dos jogadores não tem que ser disjuntas, ou seja, os movimentos do jogador  $n$  podem estar limitados pelas ações feitas pelo jogador  $n - 1$ , (BARD; FALK, 1982). Um caso particular da programação multi-nível é quando o número de jogadores é igual a dois e, portanto nomeada programação bi-nível. Na programação bi-nível se considera um jogo sequencial não cooperativo de uma jogada.

Nesse caso, um primeiro jogador conhecido como o líder ou agente de nível superior controla as variáveis de decisão  $x \in X$ , otimiza sua função objetivo escolhendo uma estratégia  $x^*$  que antecipa as reações do outro jogador. O líder conhece a função objetivo desse outro jogador.

O segundo jogador, nomeado seguidor ou agente de nível inferior, controla as variáveis de decisão  $y \in Y$ , tenta reagir ante a estratégia  $x^*$  do líder escolhendo sua estratégia  $y^*$  que otimize sua função objetivo sem considerar as consequências externas de suas ações. O seguidor não conhece a função objetivo do líder.

De um ponto de vista histórico, a otimização multi-nível está estritamente relacionada ao problema econômico de Stackelberg no campo da teoria dos jogos, (COLSON; MARCOTTE;

SAVARD, 2007). O jogo de Stackelberg é um jogo de dois grupos de agentes sem cooperação, mas com informação perfeita. O líder toma primeiro suas decisões antecipando à reação dos agentes seguidores, isto escolhendo sua melhor estratégia. Seguidamente, qualquer um dos seguidores fixa sua estratégia para otimizar sua função objetivo que depende das estratégias estabelecidas pelo líder e pelos outros seguidores. Dessa forma, um problema de programação bi-nível pode ser visto como um jogo estático de Stackelberg com restrições conjuntas nas estratégias de ambos os agentes.

As aplicações práticas da programação bi-nível compreendem os problemas da determinação dos pedágios, a tarifação das passagens aéreas, o cálculo dos preços de comercialização da energia elétrica, o transporte de mercadorias perigosas, entre outras.

A formulação geral de um problema de programação bi-nível se apresenta em (5.1)-(5.6).

$$\text{Min}_{x,y} F(x,y) \quad (5.1)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (5.2)$$

$$G(x,y) \leq 0 \quad (5.3)$$

$$y \in \underset{y'}{\text{argmin}} f(x,y') \quad (5.4)$$

sujeito a:

$$g(x,y') \leq 0 \quad (5.5)$$

$$y' \in Y \quad (5.6)$$

Os problemas de programação bi-nível incluem dois problemas de otimização em uma única instância, onde um desses problemas forma parte das restrições do outro. Do ponto de vista de hierarquia, o problema (5.1)-(5.3) é conhecido como *problema de nível superior*, enquanto que o problema (5.4)-(5.6) corresponde ao *problema de nível inferior*.

As variáveis do problema (5.1)-(5.6) são divididas em dois tipos: *variáveis de nível superior*  $x \in X$ , e *variáveis de nível inferior*  $y \in Y$ . Pode-se notar que as restrições do nível superior incluem variáveis dos dois níveis.

O problema relaxado associado a (5.1)-(5.6) é dado por (5.7)-(5.11), e sua solução ótima é uma cota inferior do ótimo do problema bi-nível original.

$$\text{Min}_{x,y} F(x,y) \quad (5.7)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (5.8)$$

$$G(x,y) \leq 0 \quad (5.9)$$

$$g(x,y) \leq 0 \quad (5.10)$$

$$y \in Y \quad (5.11)$$

A região factível do problema (5.7)-(5.11) é definida por:

$$\Omega = \{(x,y) : x \in X, y \in Y, G(x,y) \leq 0, g(x,y) \leq 0\} \quad (5.12)$$

Para um valor fixo de  $x$  ( $\hat{x} \in X$ ), define-se o conjunto de factibilidade do nível inferior como em (5.13) e o conjunto de reação do nível inferior mostrado em (5.14). Assim, cada  $y \in R(\hat{x})$  é uma resposta racional, (COLSON; MARCOTTE; SAVARD, 2007).

$$\Omega(\hat{x}) = \{y : y \in Y, g(\hat{x}, y) \leq 0\} \quad (5.13)$$

$$R(\hat{x}) = \{y : y \in \text{argmin}\{f(\hat{x}, \bar{y}) > \bar{y} \in \Omega(\hat{x})\}\} \quad (5.14)$$

Finalmente, o conjunto que agrupa os pontos factíveis do problema de programação bi-nível corresponde a (5.15), que contém também os pontos factíveis do líder e que é chamada região induzida. Essa região é usualmente não convexa, e pode ser vazia quando se consideram as restrições do nível superior.

$$IR = \{(x,y) : x \in X, G(x,y) \leq 0, y \in R(x)\} \quad (5.15)$$

Pode não existir solução para um  $\hat{x}$ , se o agente do nível inferior é indiferente à sua função objetivo, ou seja,  $R(\hat{x})$  não é único. Também não se pode assegurar a existência do ótimo se o líder não controla as variáveis do seguidor.

Desta forma, pode-se estabelecer dois tipos de programação bi-nível, um caso de programação bi-nível otimista onde o  $R(x)$  não é único (múltiplas soluções do nível inferior para um  $x$  fixo), isto é, o líder pode selecionar o elemento de  $\Omega(x)$  que considere como sua melhor estratégia. Neste caso também se assume uma certa cooperação entre o líder e o seguidor. Quando não é permitida a cooperação entre o líder e o seguidor, considera-se um tipo de programação bi-nível pessimista, o líder não pode influir nas decisões do seguidor e só pode limitar o dano produzido por uma seleção indesejável do seguidor.

### 5.2.1 Métodos de solução

O problema de programação bi-nível (5.1)-(5.6), através de manipulações algébricas, pode ser transformado em um problema com uma estrutura matemática padrão. Isto sob certas condições de convexidade e diferenciabilidade.

A transformação é feita no problema de nível-inferior usando as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), mas se o problema de nível inferior é linear, pode-se usar também o problema dual e a condição de dualidade forte para esta transformação, (MOTTO; ARROYO; GALIANA, 2005). No problema padrão equivalente, as indiferenças do problema de nível inferior desaparecem e o líder controla as múltiplas soluções ótimas do agente de nível inferior e portanto, a equivalência dos problemas de nível inferior e superior ficam ligadas a um nível de “cooperação”.

#### Transformação usando as condições de KKT

O problema (5.1)-(5.6) é transformado em um problema de programação matemática equivalente usando as condições de KKT associadas ao problema de nível inferior.

Para começar esta transformação, retoma-se a formulação geral do problema de nível inferior:

$$\text{Min}_y f(x, y) \quad (5.16)$$

sujeito a:

$$g_i(x, y) = 0 : \lambda_i \quad i = 1, \dots, I \quad (5.17)$$

$$h_j(x, y) \geq 0 : \mu_j \quad j = 1, \dots, J \quad (5.18)$$

Note que os correspondentes multiplicadores de Lagrange associados a cada uma das restrições se mostram do lado de cada uma delas separadas por dois pontos.

A função Lagrangiana associada ao problema de nível inferior é:

$$L(y, \lambda, \mu) = f(x, y) - \sum_{i=1}^I \lambda_i g_i(x, y) - \sum_{j=1}^J \mu_j h_j(x, y) \quad (5.19)$$

Se  $f$ ,  $g$  e  $h$  são continuamente diferenciáveis e convexas para  $y$ , considerando um  $x$  fixo, então o ponto ótimo do problema de nível inferior  $y^*$  deve satisfazer que:

$$\nabla_y L(y^*, \lambda, \mu) = 0 \quad (5.20)$$

$$\nabla_\lambda L(y^*, \lambda, \mu) = 0 \quad (5.21)$$

$$\mu_j h_j(x, y^*) = 0, \quad j = 1, \dots, J \quad (5.22)$$

$$\mu_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, J \quad (5.23)$$

Substituindo o valor da função Lagrangiana nas equações anteriores temos:

$$\nabla_y f(x, y^*) - \sum_{i=1}^I \lambda_i \nabla_y g_i(x, y^*) - \sum_{j=1}^J \mu_j \nabla_y h_j(x, y^*) = 0 \quad (5.24)$$

$$g_i(x, y^*) = 0, \quad i = 1, \dots, I \quad (5.25)$$

$$\mu_j h_j(x, y^*) = 0, \quad j = 1, \dots, J \quad (5.26)$$

$$\mu_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, J \quad (5.27)$$

As equações (5.24)-(5.27) correspondem às condições de KKT para o problema de nível inferior.

A condição necessária para que  $(x^*, y^*, \lambda^*, \mu^*)$  seja o ótimo do problema bi-nível (5.1)-(5.6), é que  $(y^*, \lambda^*, \mu^*)$  satisfaça às condições de KKT do problema de nível inferior para  $x = x^*$ .

A reformulação do problema bi-nível como um problema de otimização padrão fica da seguinte forma:

$$\text{Min}_{x, y, \lambda, \mu} F(x, y) \quad (5.28)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (5.29)$$

$$G(x, y) \leq 0 \quad (5.30)$$

$$\nabla_y f(x, y) - \sum_{i=1}^I \lambda_i \nabla_y g_i(x, y) - \sum_{j=1}^J \mu_j \nabla_y h_j(x, y) = 0 \quad (5.31)$$

$$g_i(x, y) = 0, \quad i = 1, \dots, I \quad (5.32)$$

$$\mu_j h_j(x, y) = 0, \quad j = 1, \dots, J \quad (5.33)$$

$$\mu_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, J \quad (5.34)$$

Com essa transformação aparecem problemas como:

- Não linearidade e não convexidade nas restrições de complementaridade (ver equações 5.33). Para resolver isto, pode-se usar a aproximação apresentada por Fortuny-Amat e

McCarl (1981), onde as condições de complementaridade são substituídas por equações lineares inteiras mistas.

- O número de restrições aumenta em relação ao problema original.
- O número de variáveis também aumenta. Se adicionam como variáveis do problema os multiplicadores de Lagrange do problema original.

Finalmente, o modelo padrão (5.28)-(5.34) e suas correspondentes linearizações, pode ser resolvido usando uma das técnicas de solução tradicionalmente conhecidas para esse tipo de problema: algoritmos de decomposição matemática, técnicas combinatórias, metaheurísticas, entre outras.

### Transformação usando o problema dual

A resolução baseada na teoria da dualidade, substitui o problema de nível inferior pelo conjunto de restrições do problema primal de nível inferior, as restrições do problema dual associado e a condição de dualidade forte que corresponde a uma igualdade das funções objetivos primal e dual.

Considerado um problema primal de nível inferior da seguinte forma:

$$\text{Min}_z \quad p^T z \quad (5.35)$$

sujeito a:

$$Qz \geq m \quad (5.36)$$

$$z \geq 0 \quad (5.37)$$

Então o seu problema dual pode ser definido da forma:

$$\text{Max}_\sigma \quad m^T \sigma \quad (5.38)$$

sujeito a:

$$Q^T \sigma \leq p \quad (5.39)$$

$$\sigma \geq 0 \quad (5.40)$$

As regras para a obtenção do dual/primal, considerando uma função objetivo do problema primal (dual) a minimizar (maximizar), podem ser resumidas da seguinte forma, (BAZARAA; JARVIS; SHERALI, 2004):

- Uma restrição de igualdade no problema primal (dual)  $\Rightarrow$  Variável dual (primal) sem restrição do sinal.
- Uma restrição de desigualdade  $\geq$  ( $\leq$ ) no primal (dual)  $\Rightarrow$  Variável dual (primal) positiva.
- Uma restrição de desigualdade  $\leq$  ( $\geq$ ) no primal (dual)  $\Rightarrow$  Variável dual (primal) negativa.
- Uma variável primal (dual) positiva  $\Rightarrow$  Restrição de desigualdade  $\leq$  ( $\geq$ ) no dual (primal).
- Uma variável primal (dual) negativa  $\Rightarrow$  Restrição de desigualdade  $\geq$  ( $\leq$ ) no dual (primal).
- Uma variável primal (dual) sem restrição do sinal  $\Rightarrow$  Restrição de igualdade no dual (primal).

A condição de otimalidade forte assegura que uma solução primal  $z^*$  e uma solução dual  $\sigma^*$  são ótimas primal e dual, correspondentemente, se e somente se, suas funções objetivos são iguais. Matematicamente:

$$p^T z^* = m^T \sigma^* \quad (5.41)$$

Dessa forma, incluindo as restrições primais (5.36)-(5.37), as restrições duais (5.39)-(5.40) e a condição de dualidade forte (5.41) dentro do problema de nível superior, obtém-se um problema de um único nível de otimização que pode ser resolvido usando qualquer uma das técnicas de resolução matemática apresentadas na literatura técnica.

A principal vantagem frente ao uso das condições de KKT, é que na transformação usando a teoria da dualidade desaparece a não linearidade presente nas equações de complementaridade.

Na verdade, o método que usa o problema dual pode ser derivado da aplicação das condições de KKT.

### 5.3 Considerações relevantes da modelagem bi-nível do planejamento sob ambientes de mercados

Para definir uma modelagem para o problema de planejamento considerando o funcionamento dos mercados elétricos, é preciso antes identificar alguns aspectos importantes como o modelo de mercado implementado e a modelagem das incertezas associadas ao problema. Estes dois aspectos são tratados com mais detalhes a seguir.

### 5.3.1 Modelagem de mercado elétrico

Durante as últimas décadas o setor elétrico tem-se visto envolvido em um importante processo de reforma. Na maioria dos casos esse processo tem imposto uma reestruturação do setor consistente na divisão das atividades potencialmente competitivas (geração e comercialização), daquelas que constituem um monopólio natural (transmissão e distribuição de energia elétrica), (PLAZAS, 2005).

Como uma consequência dessa corrente de transformação surgem dois modelos fundamentais de mercado: Mercados de contratação bilateral e os mercados de leilão ou mercados “spot”.

Nos mercados de contratação bilateral, comprador e vendedor acordam um preço e uma quantidade de energia, sendo esses contratos implementados no sistema por um operador independente que assume a função da gestão técnica da rede, e quem também deve garantir a segurança do fornecimento dessa energia.

Nos mercados “spot”, as transações de compra e venda são feitas através de um operador de mercado (OM). Esse operador de mercado determina a energia designada e o preço do mercado de acordo com as ofertas de compra e venda de energia que fazem os agentes participantes do mercado. Nesses casos também tem que ser feita uma análise de factibilidade técnica da programação realizada.

Na maioria dos mercados de energia elétrica convivem as duas formas de contratação, e também se faz necessária a negociação de uma série de serviços auxiliares destinados a garantir a qualidade e a segurança no fornecimento de energia.

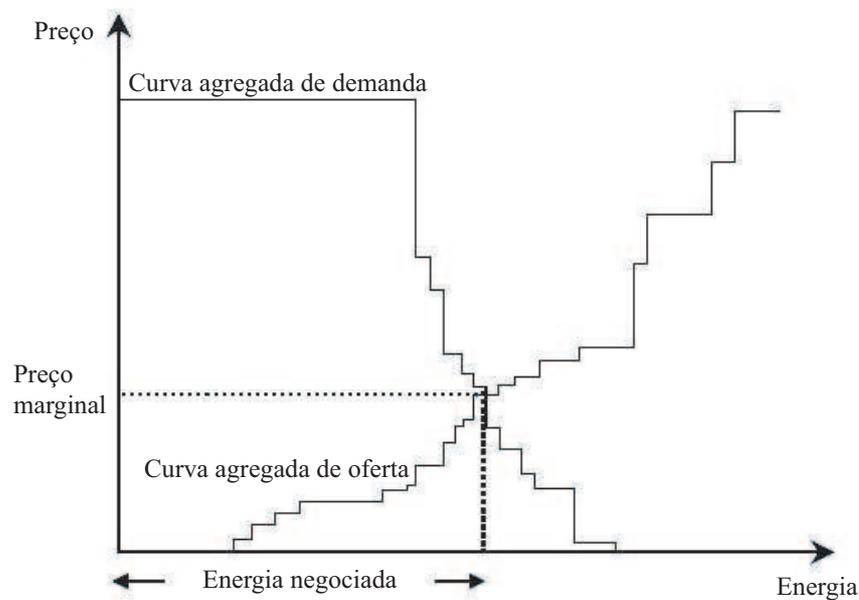
Essa estrutura de mercado é comum nos mercados elétricos do oeste da Europa, particularmente do mercado elétrico da península Ibérica. Assim, a estrutura de mercado considerada na formulação proposta está baseada nos conceitos gerais de funcionamento do mercado elétrico espanhol (DIOS; SOTO; CONEJO, 2007; OMEL, 2008).

Na formulação bi-nível é considerado um mercado elétrico de energia baseado em um mercado de leilão diário (“Pool”), onde os produtores, consumidores e comercializadores negociam livremente sua energia. Esse mercado de leilão diário é ajustado pelo OM usando um procedimento de ajuste, em busca da maximização do benefício social líquido e considerando os aspectos técnicos da rede. Esse mecanismo de ajuste é feito no dia anterior ao instante em que é produzida a entrega da energia negociada.

No caso mais simples, as ofertas feitas pelos produtores se compõem unicamente de valores de energia e preço (modelo de ofertas simples). O despacho da geração e os preços se deter-

minam de forma independente para cada período pela livre interação da oferta e a demanda, de forma análoga como acontece com os outros mercados financeiros: a bolsa de valores, o mercado atacadista de matérias primas, etc.

O modelo de leilão que constitui o ponto de referência para esse tipo de mercado, sendo esse modelo o mais utilizado, procede para cada período de maneira independente da forma mostrada na Figura 5.1.



**Figura 5.1:** Modelo de ofertas simples.

As ofertas de vendas são agregadas segundo ordem crescente de preços para formar o que se conhece como uma *curva agregada de oferta*. Diferentemente, as ofertas de compras são agregadas segundo ordem decrescente de preços para formar a chamada *curva agregada de demanda*. Depois se determina o *preço marginal do mercado* no ponto da interseção entre a curva agregada de oferta e a curva agregada de demanda. Então, são aceitas todas as ofertas de venda com um preço inferior ao preço marginal e todas as ofertas de compra com um preço superior ao preço marginal. As ofertas com preço igual ao preço marginal do mercado podem ser parcialmente aceitas. O resto das ofertas são sempre rejeitadas.

O benefício social declarado é calculado como a soma dos ganhos dos produtores e os ganhos dos consumidores. O ganho dos produtores será igual à diferença entre o que ele está recebendo da venda de potência e o que foi acertado inicialmente. Da mesma forma, o ganho dos produtores será igual à diferença entre o que foi ofertado inicialmente e o que ele está pagando pela compra de potência. Note que esses ganhos dependem do preço marginal da energia no mercado. Este preço marginal está associado às variáveis duais do modelo de ajuste

de mercado onde, de maneira estrita, a maximização do benefício social pode-se tornar em um problema complexo. Assim, por simplicidade, o benefício social declarado é expresso como as ofertas de compra feitas pelos consumidores menos as ofertas de venda feitas pelos produtores.

### **5.3.2 Modelagem da incerteza**

A incerteza é um dos principais aspectos que tem que ser considerado no problema de planejamento da expansão da transmissão, principalmente quando é considerado o comportamento dos novos mercados elétricos.

Na realidade, diferentes fatores são fontes de incertezas neste tipo de problema:

- Crescimento da demanda,
- Distribuição espacial do crescimento da demanda,
- Ofertas de venda feitas pelos produtores,
- Ofertas de compra feitas pelos consumidores,
- Disponibilidade das instalações de transmissão,
- Disponibilidade das instalações de geração.

Essas incertezas podem ser levadas em conta, adequadamente, gerando um conjunto de cenários que considerem todas as possíveis realizações dos parâmetros de incertezas envolvidos. Cada cenário corresponde a um valor particular das variáveis aleatórias associadas com as incertezas, ou seja, os cenários são realizações ou trajetórias de um processo estocástico multidimensional definido. Existem métodos diversos de previsão para a geração de cenários de variáveis aleatórias. Uma revisão dos métodos mais tradicionais pode ser encontrada no trabalho de Kaut e Wallace (2003).

Adicionalmente, o uso de uma técnica apropriada de redução de cenários gerados deve ser também considerado porque inicialmente um número grande de cenários pode gerar um problema de otimização de grande porte e de difícil solução. A seleção final do número de cenários compromete uma relação complexa entre precisão e tempo de cálculo, porque um número grande de cenários implica uma alta precisão, mas o tempo computacional associado pode ser também muito alto. Portanto, o número final de cenários pode ser selecionado de uma forma apropriada, tentando achar um equilíbrio entre a precisão e um bom desempenho computacional.

Morales et al. (2009), apresentam um algoritmo que determina um sub-conjunto de cenários do conjunto gerado inicialmente, e que lhes associa novas probabilidades para preservar seu comportamento original.

Na modelagem bi-nível proposta não são considerados de maneira exaustiva os aspectos anteriores. Por simplicidade, os cenários são gerados somente considerando o crescimento da demanda e a disponibilidade das linhas do sistema. Esses cenários são dados de entrada na formulação proposta.

## **5.4 Modelagem bi-nível para o planejamento da transmissão sob um contexto de mercados**

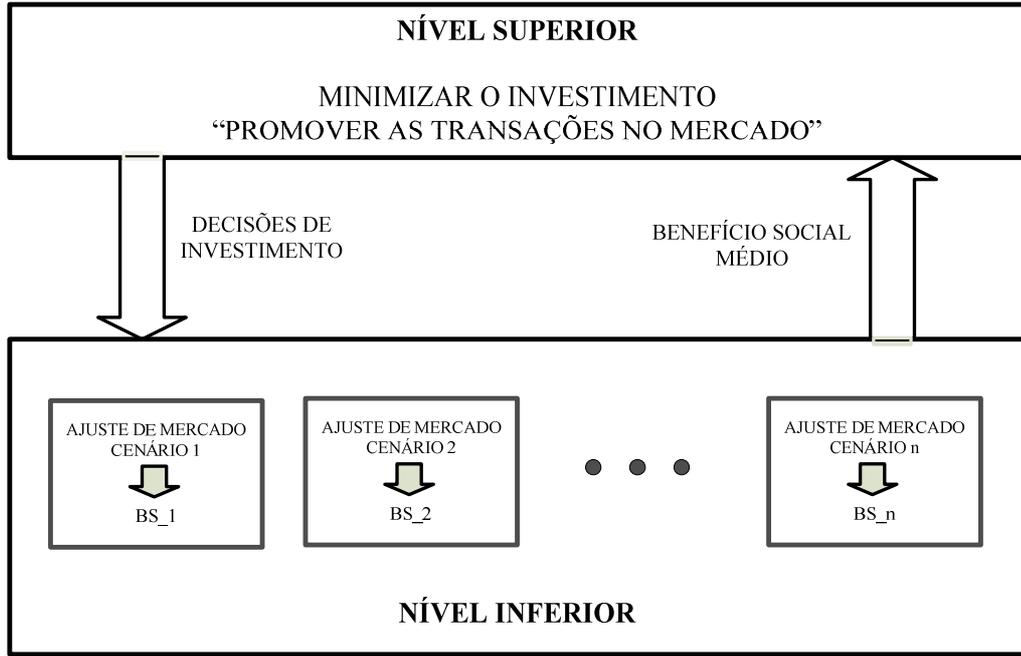
Depois de definir uma referência para o modelo de mercado e a modelagem das incertezas associadas, nesta seção se apresenta uma modelagem bi-nível para o problema de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão sob um ambiente de mercados elétricos onde produtores e consumidores negociam livremente energia através de um mercado diário.

O nível superior representa o operador do sistema, que tem como objetivo principal minimizar o investimento e ainda facilitar as negociações no mercado elétrico. A aproximação numérica para que o OST facilite estas transações no mercado, corresponde à maximização do benefício social esperado sob todos os cenários considerados.

Os problemas de nível inferior representam um número de problemas de ajuste de mercado. O objetivo de cada um desses problemas é maximizar o benefício social correspondente sob diferentes condições operativas do sistema definidas pelo seu correspondente cenário.

Na Figura 5.2, apresenta-se o esquema da modelagem bi-nível proposta. Neste esquema, pode-se identificar que as decisões de investimento feitas no nível superior condicionam os problemas de ajuste do mercado no nível inferior e, da mesma forma, os valores dos benefícios sociais obtidos nesse nível inferior influem nas decisões de investimento no nível superior. Assim, o modelo bi-nível proposto permite considerar simultaneamente a interação entre o nível superior e inferior, até alcançar uma solução ótima conjunta.

Portanto, o problema de planejamento da expansão pode ser formulado como o modelo bi-nível que é apresentado a seguir.



**Figura 5.2:** Interação dos dois níveis de otimização na formulação proposta.

$$\text{Max } \sigma \left[ \sum_{w \in \Omega^W} \delta(w) \left[ \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) \right] \right] - \sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \quad (5.42)$$

sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \leq c^{\max} \quad (5.43)$$

$$x_k = 1 \quad \forall k \in \Omega^L \setminus \Omega^{L^+} \quad (5.44)$$

$$x_k \in \{0, 1\} \quad \forall k \quad (5.45)$$

onde:

$$g_{ib}(w), \forall i, b, w; \quad d_{jh}(w), \forall j, h, w; \quad r_j(w), \forall j, w \in$$

$$\arg \left\{ \text{Max} \left[ \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) \right] \right\} \quad (5.46)$$

sujeito a:

$$\sum_{i \in \Psi_s^G} \sum_{b \in \Omega_i} g_{ib}(w) - \sum_{k|o(k)=s} f_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} f_k(w) + \sum_{j \in \Psi_s^D} r_j(w) = \sum_{j \in \Psi_s^D} \sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w) : \lambda_s(w) \quad \forall s \quad (5.47)$$

$$f_k(w) = b_k x_k (\theta_{o(k)}(w) - \theta_{r(k)}(w)) : \phi_k(w) \quad \forall k \quad (5.48)$$

$$f_k(w) \leq f_k^{\max} : \phi_k^{\max}(w) \quad \forall k \quad (5.49)$$

$$f_k(w) \geq -f_k^{\max} : \phi_k^{\min}(w) \quad \forall k \quad (5.50)$$

$$g_{ib}(w) \leq g_{ib}^{\max}(w) : \phi_{ib}^{\max}(w) \quad \forall b, \forall i \quad (5.51)$$

$$d_{jh}(w) \leq d_{jh}^{\max}(w) : \beta_{jh}^{\max}(w) \quad \forall h, \forall j \quad (5.52)$$

$$r_j(w) \leq d_j^{\max}(w) : \alpha_j^{\max}(w) \quad \forall j \quad (5.53)$$

$$\sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w) \geq d_j^{\min}(w) : \rho_j(w) \quad \forall j \quad (5.54)$$

$$\theta_s(w) \leq \pi : \xi_s^{\max}(w) \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.55)$$

$$\theta_s(w) \geq -\pi : \xi_s^{\min}(w) \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.56)$$

$$\theta_s(w) = 0 : \chi_s(w) \quad s : \text{slack} \quad (5.57)$$

$$g_{ib}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i \quad (5.58)$$

$$r_j(w) \geq 0 \quad \forall j \quad (5.59)$$

$$d_{jh}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j \quad \left. \vphantom{d_{jh}(w)} \right\} \forall w \quad (5.60)$$

em que:

$b_k$  corresponde à susceptância da linha  $k$ ,

$c_j^U$  é o custo da carga não fornecida para o consumidor  $j$ , em €/MWh,

$c_k$  corresponde ao investimento na construção da linha  $k$ , em €,

$c^{\max}$  corresponde ao limite no investimento para a expansão da rede, em (€),

$d_j^{\max}(w)$  é o limite da máxima potência consumida no ponto de carga  $j$  e no cenário  $w$ , em MW,

$d_j^{\min}(w)$  é o limite da mínima potência consumida no ponto de carga  $j$  e no cenário  $w$ , em MW,

$d_{jh}^{\max}(w)$  corresponde ao tamanho do bloco  $h$  da oferta de compra feita pelo consumidor  $j$  no cenário  $w$ , em MW,

$f_k^{\max}$  é a capacidade máxima da linha  $k$ , em MW,

$g_{ib}^{\max}(w)$  corresponde ao tamanho do bloco  $b$  da oferta de venda feita pelo gerador  $i$  no cenário  $w$ , em MW,

$o(k)$  corresponde à barra de envio da linha  $k$ ,

$r(k)$  corresponde à barra de recebo da linha  $k$ ,

$\delta(w)$  corresponde ao peso de cada cenário  $w$ ,

$\lambda_{Djh}$  é o preço de compra do bloco  $h$  da demanda  $j$ , em €/MWh,

$\lambda_{Gib}$  é o preço de venda do bloco  $b$  do gerador  $i$ , em €/MWh,

$\sigma$  é um fator de peso para comparar o investimento anual e o benefício social do mercado,

$d_{jh}(w)$  corresponde à potência consumida pelo bloco  $h$  da demanda  $j$  no cenário  $w$ , em MW,

$f_k(w)$  corresponde ao fluxo de potência da linha  $k$  no cenário  $w$ , em (MW),

$g_{ib}(w)$  é a potência produzida pelo bloco  $b$  do gerador  $i$  no cenário  $w$ , em (MW),

$r_j(w)$  corresponde à carga não fornecida na barra de carga  $j$  no cenário  $w$ , em (MW),

$x_k$  é uma variável binária que é igual a 1 se a linha  $k$  é construída e 0 no caso contrário,

$\theta_s(w)$  é o ângulo da tensão da barra  $s$  no cenário  $w$ , em radians,

$\lambda_s(w)$  é a variável dual associada à equação de balanço de potência,

$\phi_k(w)$  é a variável dual associada à equação do fluxo de potência nas linhas,

$\phi_k^{\max}(w)$  é a variável dual associada à restrição de fluxo máximo nas linhas,

$\phi_k^{\min}(w)$  é a variável dual associada à restrição de fluxo mínimo nas linhas,

$\varphi_{ib}^{\max}(w)$  é a variável dual associada à restrição dos tamanhos máximos dos blocos das ofertas de venda,

$\varphi_{ib}^{\min}(w)$  é a variável dual associada à restrição de não-negatividade dos blocos das ofertas de venda,

$\beta_{jh}^{\max}(w)$  é a variável dual associada à restrição dos tamanhos máximos dos blocos das ofertas de compra,

$\beta_{jh}^{\min}(w)$  é a variável dual associada à restrição de não-negatividade dos blocos das ofertas de compra,

$\alpha_j^{\max}(w)$  é a variável dual associada à restrição do limite na demanda não fornecida,

$\alpha_j^{\min}(w)$  é a variável dual associada à restrição de não-negatividade da demanda não fornecida,

$\rho_j(w)$  é a variável dual associada à restrição que limita o consumo mínimo de potência,

$\xi_s^{\max}(w)$  é a variável dual associada à restrição do limite mínimo para o ângulo das tensões,

$\xi_s^{\min}(w)$  é a variável dual associada à restrição do limite máximo para o ângulo das tensões,

$\chi_s(w)$  é a variável dual associada à restrição que fixa o ângulo da tensão na barra de referência,

$\Omega^W$  é o conjunto de todos os cenários,

$\Omega^D$  é o conjunto de índices das demandas do sistema,

$\Omega_j$  é o conjunto de índices dos blocos da oferta da demanda  $j$ ,

$\Omega^G$  é o conjunto de índices dos geradores do sistema,

$\Omega_i$  é o conjunto de índices dos blocos oferecidos pelo gerador  $i$ ,

$\Omega^L$  é o conjunto de todas as linhas do sistema,

$\Omega^{L+}$  é o conjunto das linhas novas adicionadas ao sistema,

$\Omega^N$  é o conjunto de índices das barras do sistema,

$\Psi_s^G$  é o conjunto de índices dos geradores localizados na barra  $s$  e,

$\Psi_s^D$  é o conjunto de índices das demandas localizados na barra  $s$ .

Note que as variáveis duais associadas a cada restrição são também mostradas na formulação, cada uma ao lado direito da sua respectiva restrição.

O modelo (5.42) - (5.60) consiste em um problema de nível superior (5.42) - (5.45), e um conjunto de problemas de nível inferior (5.46) - (5.60), um para cada cenário. No problema de nível superior se realizam as decisões de investimento, enquanto que, nos problemas de nível inferior se determinam as potências geradas e consumidas pelos produtores e consumidores, respectivamente. Desta forma, as variáveis de decisão no nível superior correspondem a  $x_k, \forall k$  e as variáveis de nível inferior são  $d_{jh}(w), \forall j, h, w; g_{ib}(w), \forall i, b, w; r_j(w), \forall j, w; f_k(w), \forall k, w$  e  $\theta_s(w), \forall s, w$ .

No nível superior, maximiza-se uma função objetivo (5.42), dada pelo benefício social esperado no mercado menos os custos do investimento no sistema de transmissão. O operador da rede tem um limite nos novos investimentos definido em (5.43), as restrições (5.44) confirmam que as linhas existentes já estão construídas, e (5.45) define as variáveis de decisão do nível superior como variáveis do tipo binário.

A função objetivo de cada problema de nível inferior (5.46), é dada pelo benefício social declarado no mercado para o correspondente cenário. Essa função que se tenta maximizar é expressa como a soma das energias demandadas multiplicadas por seu correspondente preço de compra (“bid price”), menos a soma das energias produzidas multiplicadas por seu correspondente preço de venda (“offer price”), menos o custo da energia não fornecida. As restrições (5.47) asseguram o equilíbrio de potência em cada barra do sistema. Os fluxos de potências nas linhas são calculados usando (5.48). Note que cada uma dessas restrições é multiplicada pela variável binária, de tal forma que se a linha não está fisicamente construída o fluxo através dela é zero. O fluxo de potência nas linhas é limitado por (5.49) - (5.50). As restrições (5.51) e (5.52) determinam os tamanhos dos blocos das unidades de geração e das demandas, respectivamente. O limite na demanda não fornecida se estabelece em (5.53), assim que um limite de consumo de potência mínimo se fixa em (5.54). Os ângulos das tensões em cada barra estão limitados por (5.55), e (5.57) fixa o valor do ângulo da voltagem na barra de referência. Finalmente, as restrições (5.58) - (5.60) são declarações de variáveis positivas.

É importante ressaltar que o problema bi-nível (5.42) - (5.60) pode ser reduzido facilmente a um problema de um nível simples, ou seja, em um problema (5.42) - (5.60) sem (5.46). Isso é possível se a função objetivo do problema de nível superior, e cada um dos objetivos dos problemas de nível inferior apontam na mesma direção. Isto é, se os objetivos dos dois problemas de otimização seguem a mesma linha de busca, visando encontrar soluções ótimas conjuntas. O aspecto apontado anteriormente pode ou não ser o caso da formulação apresentada.

Uma função objetivo alternativa para o problema de nível superior que assegura geralmente

que os objetivos do nível superior e inferior não estão alinhados é:

$$\text{Maximizar } \sigma \left[ \sum_{w \in \Omega^W} \delta(w) \left[ - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) \right] \right] - \sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \quad (5.61)$$

O que representa a minimização da carga não fornecida no sistema, mais os investimentos em novas linhas de transmissão.

## 5.5 Reformulação não-linear inteira mista usando a teoria da dualidade

A aproximação feita para transformar o problema bi-nível anterior em um problema de programação matemática padrão utiliza o método de resolução apresentado na subseção 5.2.1.

Cada um dos problemas (5.46) - (5.60) corresponde a um problema de ajuste de mercado para um cenário específico. Esses problemas são contínuos e convexos, portanto podem ser representados por suas mesmas restrições (restrições primais), as restrições de seu problema dual (restrições duais) e a condição forte de dualidade, (MOTTO; ARROYO; GALIANA, 2005).

Assim são incorporadas dentro do problema de nível superior todas as restrições primais, restrições duais e as condições de dualidade forte associadas com cada problema de nível inferior, e obter desse jeito um problema com um nível de otimização simples.

O problema dual de cada problema de nível inferior para o cenário  $w$  se apresenta em (5.62) - (5.75).

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } & \sum_{k \in \Omega^L} \left( \phi_k^{\max}(w) - \phi_k^{\min}(w) \right) f_k^{\max} + \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \varphi_{ib}^{\max}(w) g_{ib}^{\max}(w) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \beta_{jh}^{\max}(w) d_{jh}^{\max}(w) + \sum_{j \in \Omega^D} \left( \alpha_j^{\max}(w) d_j^{\max}(w) + \rho_j(w) d_j^{\min}(w) \right) \\ & + \sum_{s \in \Omega^N} \pi \left( \xi_s^{\max}(w) - \xi_s^{\min}(w) \right) \end{aligned} \quad (5.62)$$

sujeito a:

$$\lambda_{s(i)}(w) + \varphi_{ib}^{\max}(w) \geq -\lambda_{Gib} \quad \forall b, \forall i \quad (5.63)$$

$$-\lambda_{s(j)}(w) + \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w) \geq \lambda_{Djh} \quad \forall h, \forall j \quad (5.64)$$

$$\lambda_{s(j)}(w) + \alpha_j^{\max}(w) \geq -c_j^U \quad \forall j \quad (5.65)$$

$$-\lambda_{o(k)}(w) + \lambda_{r(k)}(w) + \phi_k(w) + \phi_k^{\max}(w) + \phi_k^{\min}(w) = 0 \quad \forall k \quad (5.66)$$

$$- \sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \xi_s^{\max}(w) + \xi_s^{\min}(w) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.67)$$

$$- \sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \chi_s(w) = 0 \quad s : \text{slack} \quad (5.68)$$

$$\lambda_s(w) \text{ irrestrito } \forall s \quad (5.69)$$

$$\phi_k(w) \text{ irrestrito}, \phi_k^{\max}(w) \geq 0, \phi_k^{\min}(w) \leq 0 \quad \forall k \quad (5.70)$$

$$\varphi_{ib}^{\max}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i \quad (5.71)$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j \quad (5.72)$$

$$\alpha_j^{\max}(w) \geq 0, \rho_j(w) \leq 0 \quad \forall j \quad (5.73)$$

$$\xi_s^{\max}(w) \geq 0, \xi_s^{\min}(w) \leq 0 \quad \forall s \quad (5.74)$$

$$\chi_s(w) \text{ irrestrito } s : \text{slack} \quad (5.75)$$

As variáveis de otimização do problema anterior são  $\lambda_s(w)$ ,  $\forall s$ ;  $\phi_k(w)$ ,  $\forall k$ ;  $\phi_k^{\max}(w)$ ,  $\forall k$ ;  $\phi_k^{\min}(w)$ ,  $\forall k$ ;  $\varphi_{ib}^{\max}(w)$ ,  $\forall i, b$ ;  $\beta_{jh}^{\max}(w)$ ,  $\forall j, h$ ;  $\alpha_j^{\max}(w)$ ,  $\forall j$ ;  $\rho_j(w)$ ,  $\forall j$ ;  $\xi_s^{\max}(w)$ ,  $\forall s$ ;  $\xi_s^{\min}(w)$ ,  $\forall s$  e  $\chi_s(w)$ ,  $\forall s$ .

Além disso, tem-se que para um vetor de decisão do nível superior  $x$ , supor que  $(d_{jh}(w), g_{ib}(w), r_j(w), f_k(w), \theta_s(w))$  é uma solução fatível de (5.46) - (5.60) e  $(\lambda_s(w), \phi_k(w), \phi_k^{\max}(w), \phi_k^{\min}(w), \varphi_{ib}^{\max}(w), \beta_{jh}^{\max}(w), \alpha_j^{\max}(w), \rho_j(w), \xi_s^{\max}(w), \xi_s^{\min}(w), e \chi_s(w))$  é uma solução fatível de (5.62) - (5.75). Então,  $(d_{jh}(w), g_{ib}(w), r_j(w), f_k(w) e \theta_s(w))$ , é uma solução ótima de (5.46) - (5.60) e  $(\lambda_s(w), \phi_k(w), \phi_k^{\max}(w), \phi_k^{\min}(w), \varphi_{ib}^{\max}(w), \beta_{jh}^{\max}(w), \alpha_j^{\max}(w), \rho_j(w), \xi_s^{\max}(w), \xi_s^{\min}(w), e \chi_s(w))$  é uma solução ótima de (5.62) - (5.75) se e somente se:

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) = \\ & \sum_{k \in \Omega^L} (\phi_k^{\max}(w) - \phi_k^{\min}(w)) f_k^{\max} + \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \varphi_{ib}^{\max}(w) g_{ib}^{\max}(w) + \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \beta_{jh}^{\max}(w) d_{jh}^{\max}(w) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} (\alpha_j^{\max}(w) d_j^{\max}(w) + \rho_j(w) d_j^{\min}(w)) + \sum_{s \in \Omega^N} \pi (\xi_s^{\max}(w) - \xi_s^{\min}(w)) \quad (5.76) \end{aligned}$$

Portanto, o problema de otimização padrão associado ao problema bi-nível corresponde à maximização da função objetivo do problema de nível superior sujeito às restrições do nível superior, as restrições primais e duais de cada problema de nível inferior e à condição de dualidade forte. Em termos matemáticos, corresponde a:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } \sigma & \left[ \sum_{w \in \Omega^W} \delta(w) \left[ \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) \right] \right] \\ & - \sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \end{aligned} \quad (5.77)$$

sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \leq c^{\max} \quad (5.78)$$

$$x_k = 1 \quad \forall k \in \Omega^L \setminus \Omega^{L^+} \quad (5.79)$$

$$x_k \in \{0, 1\} \quad \forall k \quad (5.80)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Psi_s^G} \sum_{b \in \Omega_i} g_{ib}(w) - \sum_{k|o(k)=s} f_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} f_k(w) \\ + \sum_{j \in \Psi_s^D} r_j(w) = \sum_{j \in \Psi_s^D} \sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w) : \lambda_s(w) \quad \forall s, \forall w \end{aligned} \quad (5.81)$$

$$f_k(w) = b_k x_k (\theta_{o(k)}(w) - \theta_{r(k)}(w)) : \phi_k(w) \quad \forall k, \forall w \quad (5.82)$$

$$f_k(w) \leq f_k^{\max} : \phi_k^{\max}(w) \quad \forall k, \forall w \quad (5.83)$$

$$f_k(w) \geq -f_k^{\max} : \phi_k^{\min}(w) \quad \forall k, \forall w \quad (5.84)$$

$$g_{ib}(w) \leq g_{ib}^{\max}(w) : \varphi_{ib}^{\max}(w) \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.85)$$

$$d_{jh}(w) \leq d_{jh}^{\max}(w) : \beta_{jh}^{\max}(w) \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.86)$$

$$r_j(w) \leq d_j^{\max}(w) : \alpha_j^{\max}(w) \quad \forall j, \forall w \quad (5.87)$$

$$\sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w) \geq d_j^{\min}(w) : \rho_j(w) \quad \forall j, \forall w \quad (5.88)$$

$$\theta_s(w) \leq \pi : \xi_s^{\max}(w) \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack}, \forall w \quad (5.89)$$

$$\theta_s(w) \geq -\pi : \xi_s^{\min}(w) \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack}, \forall w \quad (5.90)$$

$$\theta_s(w) = 0 : \chi_s(w) \quad s : \text{slack}, \forall w \quad (5.91)$$

$$g_{ib}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.92)$$

$$r_j(w) \geq 0 \quad \forall j, \forall w \quad (5.93)$$

$$d_{jh}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.94)$$

$$\lambda_{s(i)}(w) + \varphi_{ib}^{\max}(w) \geq -\lambda_{Gib} \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.95)$$

$$-\lambda_{s(j)}(w) + \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w) \geq \lambda_{Djh} \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.96)$$

$$\lambda_{s(j)}(w) + \alpha_j^{\max}(w) \geq -c_j^U \quad \forall j, \forall w \quad (5.97)$$

$$-\lambda_{o(k)}(w) + \lambda_{r(k)}(w) + \phi_k(w) + \phi_k^{\max}(w) + \phi_k^{\min}(w) = 0 \quad \forall k, \forall w \quad (5.98)$$

$$\begin{aligned}
& - \sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) \\
& \quad + \xi_s^{\max}(w) + \xi_s^{\min}(w) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack}, \forall w
\end{aligned} \tag{5.99}$$

$$- \sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) + \chi_s(w) = 0 \quad s : \text{slack}, \forall w \tag{5.100}$$

$$\lambda_s(w) \text{ irrestrito} \quad \forall s, \forall w \tag{5.101}$$

$$\phi_k(w) \text{ irrestrito}, \phi_k^{\max}(w) \geq 0, \phi_k^{\min}(w) \leq 0 \quad \forall k, \forall w \tag{5.102}$$

$$\varphi_{ib}^{\max}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i, \forall w \tag{5.103}$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j, \forall w \tag{5.104}$$

$$\alpha_j^{\max}(w) \geq 0, \rho_j(w) \leq 0 \quad \forall j, \forall w \tag{5.105}$$

$$\xi_s^{\max}(w) \geq 0, \xi_s^{\min}(w) \leq 0 \quad \forall s, \forall w \tag{5.106}$$

$$\chi_s(w) \text{ irrestrito} \quad s : \text{slack}, \forall w \tag{5.107}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) = \\
& \sum_{k \in \Omega^L} \left( \phi_k^{\max}(w) - \phi_k^{\min}(w) \right) f_k^{\max} + \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \varphi_{ib}^{\max}(w) g_{ib}^{\max}(w) \\
& + \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \beta_{jh}^{\max}(w) d_{jh}^{\max}(w) \\
& + \sum_{j \in \Omega^D} \left( \alpha_j^{\max}(w) d_j^{\max}(w) + \rho_j(w) d_j^{\min}(w) \right) + \sum_{s \in \Omega^N} \pi \left( \xi_s^{\max}(w) - \xi_s^{\min}(w) \right)
\end{aligned} \tag{5.108}$$

## 5.6 Formulação linear equivalente

O problema não-linear inteiro misto (5.77)-(5.108) pode ser transformado em um problema linear inteiro misto, linearizando os seus termos não-lineares. Os termos não-lineares no problema anterior consistem de produtos de variáveis contínuas primais e duais do problema de nível inferior e variáveis binárias do problema de nível superior.

Especificamente, estes termos aparecem nas equações (5.82), (5.99) e (5.100). Estas equações são convertidas em equações lineares usando esquemas de linearização (baseados na adição de restrições disjuntivas) que tem sido descritos previamente na literatura técnica (ALGUACIL; MOTTO; CONEJO, 2003; MOTTO; ARROYO; GALIANA, 2005; OLIVEIRA; BINATO; PEREIRA, 2007).

Deste modo, as restrições não-lineares (5.82) e (5.83)-(5.84) são substituídas pelas seguintes equações lineares:

$$-x_k f_k^{\max} \leq f_k(w) \leq x_k f_k^{\max} \quad (5.109)$$

$$-(1-x_k)M \leq \frac{f_k(w)}{b_k} - (\theta_{o(k)}(w) - \theta_{r(k)}(w)) \leq (1-x_k)M \quad (5.110)$$

$M$  é um parâmetro disjuntivo que oferece suficiente grau de liberdade à diferença angular das tensões entre qualquer barra isolada do sistema. Seu valor tem que ser positivo e suficientemente grande para que esta diferença angular tenha valores factíveis. Binato, Pereira e Granville (2001) apresentam procedimentos para achar um valor “ótimo” dessa constante.

As equações (5.109) e (5.110) funcionam da seguinte forma:

- Se a linha  $k$  é construída ( $x_k = 1$ ), então o fluxo de potência  $f_k(w)$  pela linha é limitado pela própria capacidade máxima como se apresenta em (5.109), e seu valor pode ser obtido usando (5.110), porque esta desigualdade é convertida em uma igualdade.
- No caso contrário, se a linha  $k$  não é construída ( $x_k = 0$ ), então (5.109) fixa  $f_k(w)$  em zero, e as restrições (5.110) são relaxadas porque o valor de  $M$  é apropriadamente selecionado para que isso aconteça.

Continuando com a linearização do modelo, as restrições duais não-lineares (5.99) e (5.100) são substituídas pelas seguintes restrições lineares:

$$-\sum_{k|o(k)=s} b_k (\phi_k(w) - \phi_k^-(w)) + \sum_{k|r(k)=s} b_k (\phi_k(w) - \phi_k^-(w)) + \xi_s^{\max}(w) + \xi_s^{\min}(w) = 0 \quad (5.111)$$

$$-\sum_{k|o(k)=s} b_k (\phi_k(w) - \phi_k^-(w)) + \sum_{k|r(k)=s} b_k (\phi_k(w) - \phi_k^-(w)) + \chi_s(w) = 0 \quad (5.112)$$

$$-x_k \Gamma^{\max} \leq \phi_k(w) - \phi_k^-(w) \leq x_k \Gamma^{\max} \quad (5.113)$$

$$-(1-x_k) \Gamma^{\max} \leq \phi_k^-(w) \leq (1-x_k) \Gamma^{\max} \quad (5.114)$$

em que:

$\phi_k^-(w)$  é uma variável auxiliar contínua para a linha  $k$  e cenário  $w$  e,

$\Gamma^{\max}$  é o limite superior da variável contínua  $\phi_k^-(w)$ .

Estas equações lineares se comportam da seguinte forma:

- Se a constante  $\Gamma^{\max}$  é suficientemente grande e a linha  $k$  é construída, isto é  $x_k = 1$ , resulta da restrição (5.114) que  $\phi_k^-(w)$  é igual a zero e que as equações (5.113) não estão limitadas.

- Pelo contrário, se a linha  $k$  não é construída, isto é  $x_k = 0$ , pode-se concluir de (5.113) que a diferença  $(\phi_k(w) - \phi_k^-(w))$  é igual a zero, e portanto suas contribuições nas somas das equações (5.111) e (5.112) são também iguais a zero.

Reorganizando este modelo, pode-se então obter uma modelagem linear inteira mista para o problema de planejamento da expansão sob ambientes de mercados elétricos competitivos com a seguinte estrutura:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } & \sigma \left[ \sum_{w \in \Omega^W} \delta(w) \left[ \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) \right] \right] \\ & - \sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \end{aligned} \quad (5.115)$$

sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \leq c^{\max} \quad (5.116)$$

$$x_k = 1 \quad \forall k \in \Omega^L \setminus \Omega^{L^+} \quad (5.117)$$

$$x_k \in \{0, 1\} \quad \forall k \quad (5.118)$$

$$\sum_{i \in \Psi_s^G} \sum_{b \in \Omega_i} g_{ib}(w) - \sum_{k|o(k)=s} f_k(w) + \sum_{k|r(k)=s} f_k(w) \quad (5.119)$$

$$+ \sum_{j \in \Psi_s^D} r_j(w) = \sum_{j \in \Psi_s^D} \sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w) : \lambda_s(w) \quad \forall s, \forall w$$

$$- x_k f_k^{\max} \leq f_k(w) \leq x_k f_k^{\max} \quad \forall k, \forall w \quad (5.120)$$

$$- (1 - x_k)M \leq \frac{f_k(w)}{b_k} - (\theta_{o(k)}(w) - \theta_{r(k)}(w)) \leq (1 - x_k)M \quad \forall k, \forall w \quad (5.121)$$

$$g_{ib}(w) \leq g_{ib}^{\max}(w) : \varphi_{ib}^{\max}(w) \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.122)$$

$$d_{jh}(w) \leq d_{jh}^{\max}(w) : \beta_{jh}^{\max}(w) \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.123)$$

$$r_j(w) \leq d_j^{\max}(w) : \alpha_j^{\max}(w) \quad \forall j, \forall w \quad (5.124)$$

$$\sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w) \geq d_j^{\min}(w) : \rho_j(w) \quad \forall j, \forall w \quad (5.125)$$

$$\theta_s(w) \leq \pi : \xi_s^{\max}(w) \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack}, \forall w \quad (5.126)$$

$$\theta_s(w) \geq -\pi : \xi_s^{\min}(w) \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack}, \forall w \quad (5.127)$$

$$\theta_s(w) = 0 : \chi_s(w) \quad s : \text{slack}, \forall w \quad (5.128)$$

$$g_{ib}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.129)$$

$$r_j(w) \geq 0 \quad \forall j, \forall w \quad (5.130)$$

$$d_{jh}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.131)$$

$$\lambda_{s(i)}(w) + \phi_{ib}^{\max}(w) \geq -\lambda_{Gib} \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.132)$$

$$-\lambda_{s(j)}(w) + \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w) \geq \lambda_{Djh} \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.133)$$

$$\lambda_{s(j)}(w) + \alpha_j^{\max}(w) \geq -c_j^U \quad \forall j, \forall w \quad (5.134)$$

$$-\lambda_{o(k)}(w) + \lambda_{r(k)}(w) + \phi_k(w) + \phi_k^{\max}(w) + \phi_k^{\min}(w) = 0 \quad \forall k, \forall w \quad (5.135)$$

$$\begin{aligned} & - \sum_{k|o(k)=s} b_k \left( \phi_k(w) - \phi_k^-(w) \right) + \sum_{k|r(k)=s} b_k \left( \phi_k(w) - \phi_k^-(w) \right) \\ & + \xi_s^{\max}(w) + \xi_s^{\min}(w) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack}, \forall w \end{aligned} \quad (5.136)$$

$$\begin{aligned} & - \sum_{k|o(k)=s} b_k \left( \phi_k(w) - \phi_k^-(w) \right) + \sum_{k|r(k)=s} b_k \left( \phi_k(w) - \phi_k^-(w) \right) \\ & + \chi_s(w) = 0 \quad s : \text{slack}, \forall w \end{aligned} \quad (5.137)$$

$$-x_k \Gamma^{\max} \leq \phi_k(w) - \phi_k^-(w) \leq x_k \Gamma^{\max} \quad \forall k, \forall w \quad (5.138)$$

$$-(1-x_k) \Gamma^{\max} \leq \phi_k^-(w) \leq (1-x_k) \Gamma^{\max} \quad \forall k, \forall w \quad (5.139)$$

$$\lambda_s(w) \text{ irrestrito} \quad \forall s, \forall w \quad (5.140)$$

$$\phi_k(w) \text{ irrestrito}, \phi_k^{\max}(w) \geq 0, \phi_k^{\min}(w) \leq 0 \quad \forall k, \forall w \quad (5.141)$$

$$\phi_{ib}^{\max}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i, \forall w \quad (5.142)$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j, \forall w \quad (5.143)$$

$$\alpha_j^{\max}(w) \geq 0, \rho_j(w) \leq 0 \quad \forall j, \forall w \quad (5.144)$$

$$\xi_s^{\max}(w) \geq 0, \xi_s^{\min}(w) \leq 0 \quad \forall s, \forall w \quad (5.145)$$

$$\chi_s(w) \text{ irrestrito} \quad s : \text{slack}, \forall w \quad (5.146)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) = \\ & \sum_{k \in \Omega^L} \left( \phi_k^{\max}(w) - \phi_k^{\min}(w) \right) f_k^{\max} + \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \phi_{ib}^{\max}(w) g_{ib}^{\max}(w) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \beta_{jh}^{\max}(w) d_{jh}^{\max}(w) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \left( \alpha_j^{\max}(w) d_j^{\max}(w) + \rho_j(w) d_j^{\min}(w) \right) + \sum_{s \in \Omega^N} \pi \left( \xi_s^{\max}(w) - \xi_s^{\min}(w) \right) \end{aligned} \quad (5.147)$$

O modelo linear equivalente pode então ser resolvido usando as técnicas de solução descritas na literatura para problemas de programação linear inteira mista.

## 5.7 Modelo equivalente usando as condições de Karush-Kuhn-Tucker

O modelo bi-nível (5.42)-(5.60) para o problema de planejamento, pode ser transformado em um problema não-linear padrão usando a transformação por meio das condições de KKT, ver seção 5.2.1.

Inicia-se a transformação, expressando as condições de KKT dos problemas de nível inferior (5.46)-(5.60) em cada cenário  $w$ .

$$-\lambda_{Gib} - \lambda_{s(i)}(w) - \varphi_{ib}^{\max}(w) + \varphi_{ib}^{\min}(w) = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.148)$$

$$g_{ib}(w) [-\lambda_{Gib} - \lambda_{s(i)}(w) - \varphi_{ib}^{\max}(w)] = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.149)$$

$$\lambda_{Djh} + \lambda_{s(j)}(w) - \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w) + \beta_{jh}^{\min}(w) = 0 \quad \forall j, \forall h \quad (5.150)$$

$$d_{jh}(w) [\lambda_{Djh} + \lambda_{s(j)}(w) - \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w)] = 0 \quad \forall j, \forall h \quad (5.151)$$

$$-c_j^U - \lambda_{s(j)}(w) - \alpha_j^{\max}(w) + \alpha_j^{\min}(w) = 0 \quad \forall j \quad (5.152)$$

$$r_j(w) [-c_j^U - \lambda_{s(j)}(w) - \alpha_j^{\max}(w)] = 0 \quad \forall j \quad (5.153)$$

$$\lambda_{o(k)}(w) - \lambda_{r(k)}(w) - \phi_k(w) - \phi_k^{\max}(w) + \phi_k^{\min}(w) = 0 \quad \forall k \quad (5.154)$$

$$\sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \xi_s^{\max}(w) + \xi_s^{\min}(w) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.155)$$

$$\sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \chi_s(w) = 0 \quad s : \text{slack} \quad (5.156)$$

$$\phi_k^{\max}(w) (f_k^{\max} - f_k(w)) = 0 \quad \forall k \quad (5.157)$$

$$\phi_k^{\min}(w) (f_k^{\max} + f_k(w)) = 0 \quad \forall k \quad (5.158)$$

$$\varphi_{ib}^{\max}(w) (g_{ib}^{\max}(w) - g_{ib}(w)) = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.159)$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w) (d_{jh}^{\max}(w) - d_{jh}(w)) = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.160)$$

$$\alpha_j^{\max}(w) (d_j^{\max}(w) - r_j(w)) = 0 \quad \forall j \quad (5.161)$$

$$\rho_j(w) (-d_j^{\min}(w) + \sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w)) = 0 \quad \forall j \quad (5.162)$$

$$\xi_s^{\max}(w) (\pi - \theta_s(w)) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.163)$$

$$\xi_s^{\min}(w) (\pi + \theta_s(w)) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.164)$$

$$\lambda_s(w) \text{ irrestrito} \quad \forall s \quad (5.165)$$

$$\phi_k(w) \text{ irrestrito}, \phi_k^{\max}(w) \geq 0, \phi_k^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall k \quad (5.166)$$

$$\varphi_{ib}^{\max}(w) \geq 0, \varphi_{ib}^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i \quad (5.167)$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w) \geq 0, \beta_{jh}^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j \quad (5.168)$$

$$\alpha_j^{\max}(w) \geq 0, \alpha_j^{\min}(w) \geq 0, \rho_j(w) \geq 0 \quad \forall j \quad (5.169)$$

$$\xi_s^{\max}(w) \geq 0, \xi_s^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall s \quad (5.170)$$

$$\chi_s(w) \text{ irrestrito } s : \text{ slack} \quad (5.171)$$

Note que na transformação anterior, todas as restrições foram escritas na forma de ( $\leq$ ) e as restrições de complementaridade associada às restrições de declaração de variáveis positivas são escritas de maneira diferente à representação geral mostrada na seção 5.2.1, mas as duas formulações são conceitualmente iguais.

O conjunto de restrições não lineares (5.148) - (5.171) devem ser satisfeitas pela solução ótima de cada um dos problemas de nível inferior, portanto, essas condições podem ser incluídas dentro do problema de nível superior e assim obter um problema de otimização padrão da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } \sigma & \left[ \sum_{w \in \Omega^W} \delta(w) \left[ \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jh}(w) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ib}(w) - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_j(w) \right] \right] \\ & - \sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \end{aligned} \quad (5.172)$$

sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega^{L^+}} c_k x_k \leq c^{\max} \quad (5.173)$$

$$x_k = 1 \quad \forall k \in \Omega^L \setminus \Omega^{L^+} \quad (5.174)$$

$$x_k \in \{0, 1\} \quad \forall k \quad (5.175)$$

$$-\lambda_{Gib} - \lambda_{s(i)}(w) - \phi_{ib}^{\max}(w) + \phi_{ib}^{\min}(w) = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.176)$$

$$g_{ib}(w) [-\lambda_{Gib} - \lambda_{s(i)}(w) - \phi_{ib}^{\max}(w)] = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.177)$$

$$\lambda_{Djh} + \lambda_{s(j)}(w) - \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w) + \beta_{jh}^{\min}(w) = 0 \quad \forall j, \forall h \quad (5.178)$$

$$d_{jh}(w) [\lambda_{Djh} + \lambda_{s(j)}(w) - \beta_{jh}^{\max}(w) + \rho_j(w)] = 0 \quad \forall j, \forall h \quad (5.179)$$

$$-c_j^U - \lambda_{s(j)}(w) - \alpha_j^{\max}(w) + \alpha_j^{\min}(w) = 0 \quad \forall j \quad (5.180)$$

$$r_j(w) [-c_j^U - \lambda_{s(j)}(w) - \alpha_j^{\max}(w)] = 0 \quad \forall j \quad (5.181)$$

$$\lambda_{o(k)}(w) - \lambda_{r(k)}(w) - \phi_k(w) - \phi_k^{\max}(w) + \phi_k^{\min}(w) = 0 \quad \forall k \quad (5.182)$$

$$\sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \xi_s^{\max}(w) + \xi_s^{\min}(w) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{ slack} \quad (5.183)$$

$$\sum_{k|o(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \sum_{k|r(k)=s} b_k x_k \phi_k(w) - \chi_s^{\max}(w) = 0 \quad s : \text{ slack} \quad (5.184)$$

$$\phi_k^{\max}(w)(f_k^{\max} - f_k(w)) = 0 \quad \forall k \quad (5.185)$$

$$\phi_k^{\min}(w)(f_k^{\max} + f_k(w)) = 0 \quad \forall k \quad (5.186)$$

$$\varphi_{ib}^{\max}(w)(g_{ib}^{\max}(w) - g_{ib}(w)) = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.187)$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w)(d_{jh}^{\max}(w) - d_{jh}(w)) = 0 \quad \forall i, \forall b \quad (5.188)$$

$$\alpha_j^{\max}(w)(d_j^{\max}(w) - r_j(w)) = 0 \quad \forall j \quad (5.189)$$

$$\rho_j(w)(-d_j^{\min}(w) + \sum_{h \in \Omega_j} d_{jh}(w)) = 0 \quad \forall j \quad (5.190)$$

$$\xi_s^{\max}(w)(\pi - \theta_s(w)) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.191)$$

$$\xi_s^{\min}(w)(\pi + \theta_s(w)) = 0 \quad \forall s \in \Omega^N \setminus s : \text{slack} \quad (5.192)$$

$$\lambda_s(w) \text{ irrestrito} \quad \forall s \quad (5.193)$$

$$\phi_k(w) \text{ irrestrito}, \phi_k^{\max}(w) \geq 0, \phi_k^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall k \quad (5.194)$$

$$\varphi_{ib}^{\max}(w) \geq 0, \varphi_{ib}^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall b, \forall i \quad (5.195)$$

$$\beta_{jh}^{\max}(w) \geq 0, \beta_{jh}^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall h, \forall j \quad (5.196)$$

$$\alpha_j^{\max}(w) \geq 0, \alpha_j^{\min}(w) \geq 0, \rho_j(w) \geq 0 \quad \forall j \quad (5.197)$$

$$\xi_s^{\max}(w) \geq 0, \xi_s^{\min}(w) \geq 0 \quad \forall s \quad (5.198)$$

$$\chi_s(w) \text{ irrestrito} \quad s : \text{slack} \quad (5.199)$$

O problema (5.172)-(5.199) apresenta as desvantagens mencionadas na seção 5.2.1, isto é, não-linearidade e não convexidade nas restrições de complementaridade, o número de restrições aumenta em relação ao problema original e o número de variáveis também aumenta, pois são adicionadas novas variáveis ao problema correspondentes aos multiplicadores de Lagrange. Para evitar as desvantagens anteriores, neste trabalho as simulações são feitas considerando a transformação que utiliza a teoria da dualidade.

Cabe ressaltar, que o modelo equivalente usando as condições de KKT pode ser resolvido diretamente como um problema não linear usando um software de resolução, ou ser manipulado até obter um modelo padrão, só que sob essas condições o problema pode se tornar ainda mais complexo.

## **6 TESTES E RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO MODELO BI-NÍVEL**

A modelagem para o problema de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão incluindo aspectos de mercados elétricos apresentada no capítulo 5, é testada em um exemplo ilustrativo e em um estudo de caso descritos na literatura técnica. As simulações do modelo tem sido resolvidas usando CPLEX 11.0 (CPLEX, 2008) do software GAMS (ROSENTHAL, 2008).

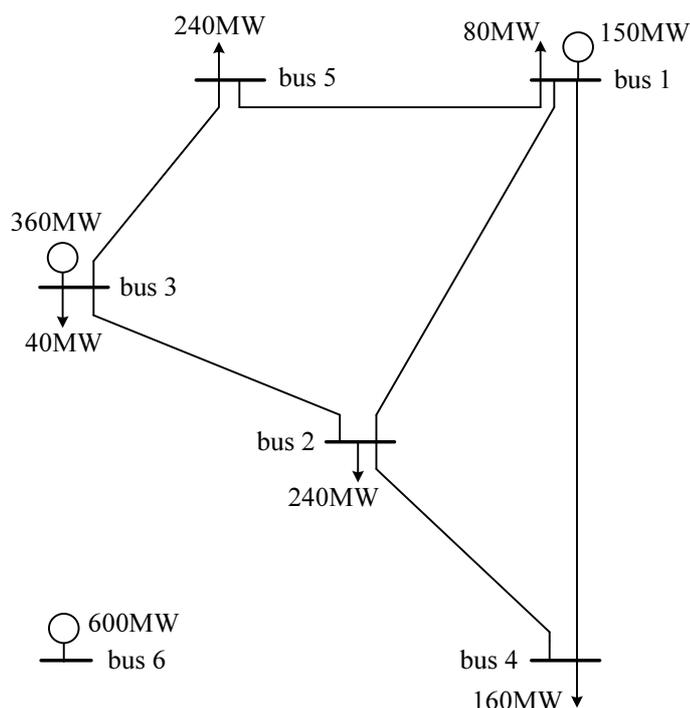
### **6.1 Exemplo ilustrativo: Sistema de Garver**

A modelagem bi-nível é analisada usando o sistema clássico de Garver (GARVER, 1970) desenhado na Figura 6.1. Este sistema é formado por 6 barras, 5 linhas construídas, 3 unidades de geração, 5 pontos de demanda, 15 caminhos possíveis e um número máximo de 3 linhas (existentes e possíveis adições) permitidas por caminho. A barra seis está inicialmente isolada do sistema, mas pode ser conectada com o resto do sistema por meio da construção de novas linhas.

#### **6.1.1 Dados do sistema**

Os dados das linhas são apresentados na Tabela 6.1. As duas primeiras colunas indicam as barras inicial e final de cada linha, a terceira e a quarta coluna mostram as reatâncias e capacidades de transmissão, respectivamente, e a quinta coluna mostra o investimento na construção de uma nova linha; esses custos são calculados usando um custo de construção de 120.000 €/km com os comprimentos das linhas dadas por Garver (1970). Os custos de investimentos anteriores foram atualizados conforme ao estipulado por Espanha (2008).

Os blocos das ofertas de venda de potência feitos pelas unidades de geração e os seus



**Figura 6.1:** Sistema de Garver.

correspondentes preços, assim como os blocos das ofertas de compra feitos pelos consumidores e os seus correspondentes preços, são mostrados na Tabela 6.2.

Por simplicidade, e sem perda de generalidade, considera-se que as ofertas de compras e vendas são independentes dos cenários de demanda.

O custo associado à carga não fornecida se fixa em cem vezes o preço do primeiro bloco de oferta de compra de cada consumidor.

Inicialmente são considerados três cenários que descrevem o comportamento da demanda futura. Na Tabela 6.3 se caracterizam esses cenários. A primeira coluna mostra o número do cenário, na segunda coluna se apresentam os pesos dos cenários, enquanto que na terceira coluna se mostram os fatores de demanda que afetam as cargas das barras indicadas nos parênteses. Esses fatores afetam todas as ofertas de compra dos consumidores, isto se faz para representar o crescimento da demanda.

Para cada cenário, a mínima potência de consumo em cada ponto de carga é considerada como 90% da sua demanda total ofertada.

Assume-se que uma linha construída hoje está operativa no máximo uns 25 anos; isto é, considera-se um período de retorno do investimento igual a 25 anos. Se adicionalmente é considerada uma taxa de juros de 10%, o fator do capital retornado calculado como

**Quadro 6.1:** Dados de linhas para o sistema de Garver.

Barra inicial	Barra final	Reatância (p.u.)	Capacidade (MW)	Investimento ( $10^3$ €)
1	2	0,40	100	7.723,20
1	3	0,38	100	7.337,04
1	4	0,60	80	11.584,80
1	5	0,20	100	3.861,60
1	6	0,68	70	13.129,44
2	3	0,20	100	3.861,60
2	4	0,40	100	7.723,20
2	5	0,31	100	5.985,48
2	6	0,30	100	5.792,40
3	4	0,59	82	11.391,72
3	5	0,20	100	3.861,60
3	6	0,48	100	9.267,84
4	5	0,63	75	12.164,04
4	6	0,30	100	5.792,40
5	6	0,61	78	11.777,88

$r(1+r)^t / [(1+r)^t - 1]$  é igual a 10%, aproximadamente. Isto significa que para os próximos 25 anos, o investimento feito em novas linhas de transmissão será retornado anualmente a uma taxa aproximada de 10% do investimento inicial. Assim, na função objetivo são considerados custos anuais de investimento.

Da mesma forma, o benefício social incluído na função objetivo do problema tem que ser também calculado em uma base anual. Como o benefício social declarado é calculado por hora, então um valor adequado de  $\sigma$  tem que ser igual ao número de horas em um ano (8.760). Lembre-se que  $\sigma$  é o parâmetro que faz com que as quantidades de investimento e benefício social do mercado sejam quantidades comparáveis.

Foi determinado, através de simulações numéricas, que um valor apropriado para as variáveis  $M$  e  $\Gamma^{\max}$  usadas na linearização, é 1.000. Finalmente, o máximo investimento é limitado a €30 milhões.

**Quadro 6.2:** Dados dos Geradores e os Consumidores para o sistema de Garver.

Barra	Geradores		Consumidores	
	Quantidade da oferta de venda (MW)	Preço da oferta de venda (€/MWh)	Quantidade da oferta de compra (MW)	Preço da oferta de compra (€/MWh)
1	60 - 45 - 45	60 - 65 - 68	72 - 4 - 4	112,5 - 82 - 80
2			216 - 12 - 12	115 - 75 - 72
3	144 - 108 - 108	65 - 68 - 70	36 - 2 - 2	120 - 80 - 70
4			144 - 8 - 8	110 - 85 - 75
5			216 - 12 - 12	112 - 80 - 76
6	240 - 180 - 180	70 - 75 - 80		

**Quadro 6.3:** Características dos cenários para o sistema de Garver.

Cenário	Probabilidade	Fator de Demanda
1	0,50	1 (1-5)
2	0,25	1 (1,3,4) e 1,2 (2,5)
3	0,25	1 (2,3,5) e 1,4 (1,4)

### 6.1.2 Resultados da simulação

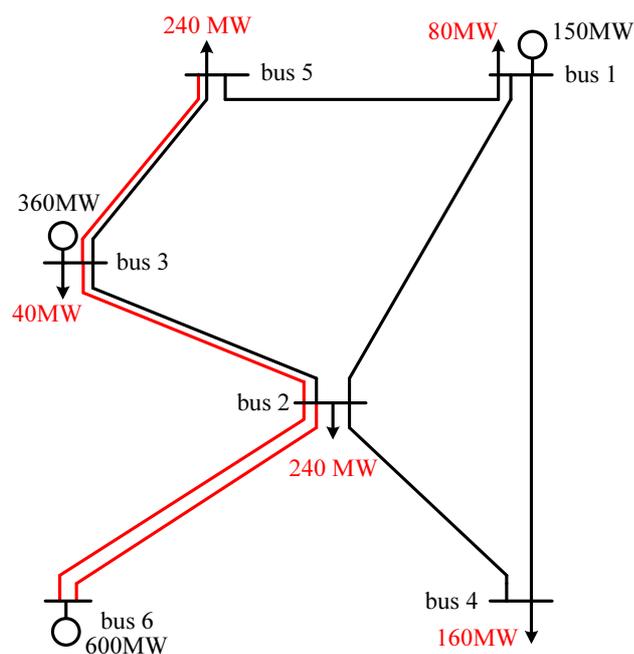
Os resultados da modelagem bi-nível são, primeiramente, comparados com as soluções obtidas do modelo de minimização de custos. A abordagem do problema de minimização de custos consiste em um problema de otimização, onde são minimizados o investimento mais o custo associado ao corte de carga do sistema sujeito às equações (5.44)-(5.45) e (5.47)-(5.60). Nesse caso é considerado somente um cenário por simulação.

Para o cenário 1, a solução ao problema de minimização de custos propõe a construção de uma linha no caminho 3 – 5, 2 – 3 e duas linhas no caminho 2 – 6. O sistema expandido para este cenário é apresentado na Figura 6.2. Note que na Figura as linhas a serem construídas no sistema aparecem na cor vermelha.

Para o cenário 2, a solução ao problema de minimização de custos propõe a construção de uma linha no caminho 3 – 5, 2 – 3 e três linhas no caminho 4 – 6. O sistema expandido para este cenário é apresentado na Figura 6.3.

Finalmente, para o cenário 3, a solução ao problema de minimização de custos propõe a construção de uma linha no caminho 3 – 5, 2 – 6 e duas linhas no caminho 4 – 6. O sistema expandido para este cenário é apresentado na Figura 6.4.

Por outro lado, o plano de expansão obtido da formulação bi-nível corresponde à construção



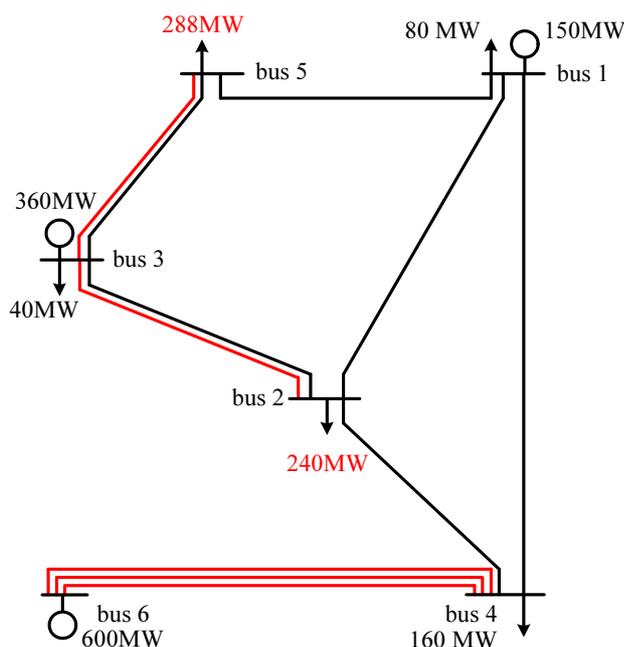
**Figura 6.2:** Solução do sistema de Garver considerando um modelo de minimização de custos (Cenário 1).

de uma linha no caminho 3 – 5, uma linha no caminho 2 – 3 e três linhas no caminho 4 – 6, este plano resulta na construção de novas linhas de transmissão interconectando as barras 3 e 6 com o resto do sistema. As barras 3 e 6 são as barras com maior capacidade de produção do sistema. O plano de expansão é apresentado na Figura 6.5.

Esta solução ao problema bi-nível é, também, comparada com a solução do modelo básico e centralizado. Este modelo básico e centralizado pode ser encontrado nos trabalhos de Romero, Gallego e Monticelli (1996), Romero e Monticelli (2000) e, Silva et al. (2006), entre outros. O modelo básico e centralizado para o planejamento considera a minimização do investimento sujeito às restrições de rede, isto é, sujeito à primeira e segunda lei de Kirchhoff, limite no fluxo de potência pelas linhas, limite no nível de geração e limite no número de linhas a serem adicionadas ao sistema. Neste modelo, o valor da demanda é constante e seu valor corresponde ao valor pico previsto para o horizonte de planejamento.

A solução ao problema de planejamento, considerando o modelo básico e centralizado, corresponde a um investimento de 21,239 M€, e propõe a construção de uma linha no caminho 3 – 5 e três linhas no caminho 4 – 6.

A aproximação bi-nível considera simultaneamente diferentes cenários de demanda, portanto, para poder realizar uma comparação com a abordagem de minimização de custos e com o modelo básico e centralizado que consideram só um cenário, tem-se definido um benefício so-



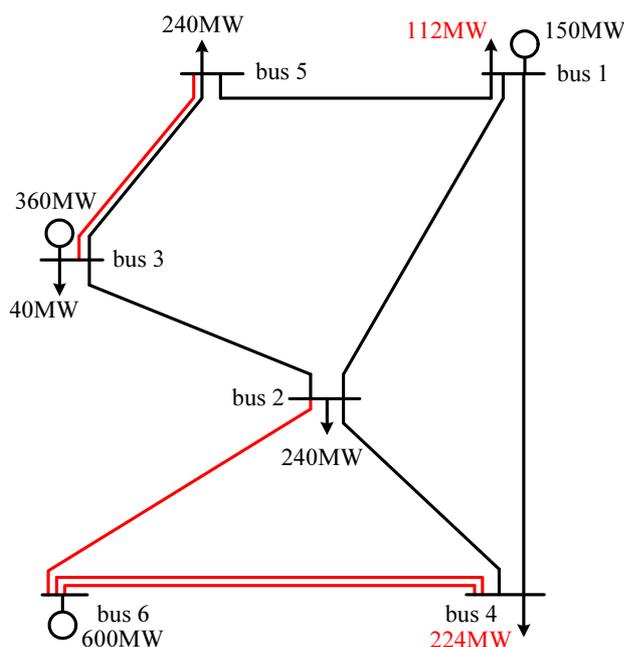
**Figura 6.3:** Solução do sistema de Garver considerando um modelo de minimização de custos (Cenário 2).

cial médio. Para calcular esse benefício, o problema (5.115) - (5.147) é resolvido considerando os três cenários de demanda, e fixando as variáveis de decisão  $x_k$  nas soluções ótimas obtidas para cada problema de minimização de custos e para o modelo básico e centralizado. Assim as demandas e as gerações negociadas obtidas da solução desse problema, são usadas para calcular o benefício social médio.

Na Tabela 6.4, apresentam-se os planos da expansão da transmissão para a modelagem bi-nível proposta, para a abordagem do problema de minimização de custos, assim como para a solução do modelo básico e centralizado. Nesta Tabela são apresentados os planos de expansão ótimos e os investimentos totais (note que na função objetivo é considerado 10% desse valor total). Também são apresentados os benefícios sociais totais e médios. Os benefícios sociais totais correspondentes às soluções do modelo de minimização de custos, são calculados como a subtração entre a soma da demanda negociada multiplicada por seu preço de compra, e a soma da geração negociada multiplicada por seu correspondente preço de oferta, menos o custo associado ao corte de carga.

Comparando os resultados obtidos da modelagem bi-nível proposta com os resultados da aproximação de minimização de custos, temos que:

- Para a solução da aproximação de minimização de custos no cenário 1, tem-se um custo de investimento comparativamente baixo e também um benefício social total baixo, isto

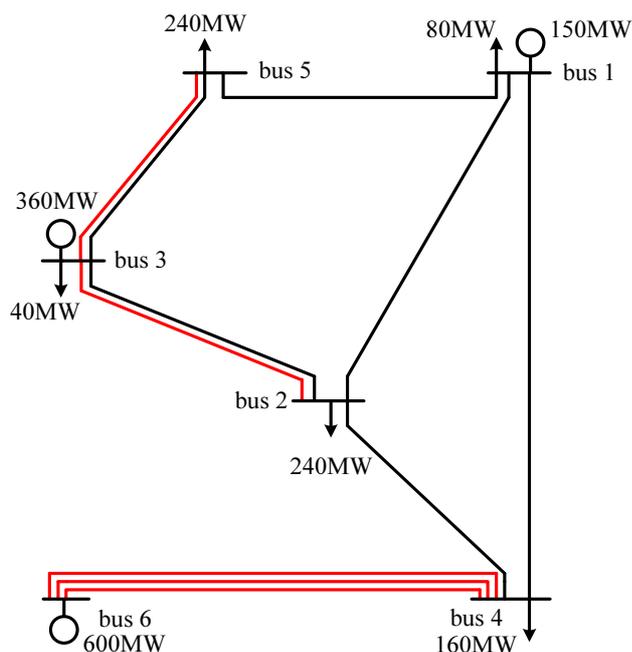


**Figura 6.4:** Solução do sistema de Garver considerando um modelo de minimização de custos (Cenário 3).

é, porque esse cenário apresenta o menor perfil de crescimento da demanda. O benefício social médio calculado, considerando os três cenários para esta solução, é negativo devido a que a demanda não pode ser fornecida totalmente, e alguns dos consumidores apresentam um alto custo de racionamento. Note também que essa solução apresenta um investimento e um benefício social médio menor do que a solução obtida com o problema bi-nível.

- Para a solução da aproximação de minimização de custos no cenário 2, a demanda é comparativamente alta o que implica um custo de investimento maior e, portanto um benefício social maior do que no cenário 1. A solução obtida para este cenário corresponde à solução obtida com a formulação bi-nível.
- Finalmente, a solução obtida da aproximação de minimização de custos no cenário 3 apresenta um investimento moderado, mas o benefício social médio é negativo devido a que o sistema não fornece toda a demanda dos consumidores. Nesse caso, o investimento e o benefício social médio são menores do que a solução obtida da formulação bi-nível.

Similarmente, comparando a solução obtida da modelagem bi-nível com a solução do modelo básico e centralizado, pode-se ver que o investimento na solução do modelo básico e centralizado o investimento é menor, mas o benefício social do mercado é negativo, pois se apresentam cortes de carga na barra 2 quando são considerados os cenários 2 e 3.



**Figura 6.5:** Plano de expansão do sistema de Garver considerando a modelagem bi-nível.

Para complementar a análise anterior, um novo cenário é adicionado aos três mencionados anteriormente. Esse quarto cenário gera uma contingência simples do sistema. O peso desse novo cenário é 0,1 e todos os fatores de demanda se fixam em 1,0. Portanto, para guardar consistências dos cenários e seus respectivos pesos, o peso do primeiro cenário é reduzido a um valor de 0,4.

A finalidade de incluir cenários de contingências na modelagem é tentar verificar que os planos de expansão obtidos, implicitamente satisfaçam não só as exigências da demanda senão também critérios de qualidade e confiabilidade.

Os resultados das simulações, considerando individualmente em cada simulação a contingência simples de uma das linhas existentes do sistema, são apresentados na Tabela 6.5.

Dos resultados apresentados na tabela 6.5, pode-se concluir que quando se considera um novo cenário representando à contingência de alguma das linhas 1 – 2, 1 – 4, 2 – 3 ou 2 – 4, os planos de expansão são iguais ao plano de expansão obtido no caso que não foram incluídas contingências do sistema. Apresentam-se pequenas diferenças nos valores dos benefícios sociais médios devido a que a demanda fornecida é ligeiramente diferente.

Quando nos cenários é considerado que a linha 1 – 5 está sob contingência, o plano de expansão corresponde à construção de uma linha unindo as barras 1 – 5, uma linha no caminho 2 – 3, uma linha no caminho 3 – 5 e três linhas unindo as barras 4 – 6. Note que a diferença entre este plano e o obtido no caso sem contingências, é a construção de uma nova linha no mesmo

**Quadro 6.4:** Soluções para o sistema de Garver.

Aproximação	Plano de expansão	Investimento Total (M€)	Benefício Social Total (M€)	Benefício Social Médio (M€)	Tempo CPU (s)
Modelo Bi-nível	3-5, 2-3, 4-6(3)	25,10	-	292,71	6,70
Min. custos (Cen. 1)	3-5, 2-3, 2-6 (2)	19,31	275,60	-2.613,02	0,68
Min. custos (Cen. 2)	3-5, 2-3, 4-6 (3)	25,10	291,50	292,71	0,70
Min. custos (Cen. 3)	3-5, 2-6, 4-6 (2)	21,24	286,62	-423,57	0,52
Básica e centralizada	3-5, 4-6 (3)	21,24	-	-507,84	-

caminho da linha que está sob contingência. Da mesma forma, quando é considerado um novo cenário que representa a contingência da linha 3 – 5, o plano de expansão obtido corresponde à construção de uma linha unindo as barras 2 – 3, duas linhas no caminho 3 – 5 e três linhas no caminho 4 – 6. Pode-se ver que este plano propõe a construção de uma linha adicional (uma linha unindo as barras 3 – 5) com relação ao plano obtido no caso sem contingências. Portanto, os dois casos anteriores apresentam um investimento maior do que no caso que não considera contingências no sistema, e tem associados benefícios sociais similares aos dos outros casos.

Todas as simulações anteriores, foram feitas usando o software GAMS com CPLEX 11.0 com um servidor sob um ambiente Linux e um processador de 2,6 GHz e 32 GB de memória RAM.

## 6.2 Estudo de caso: IEEE - Reliability Test System

Nesta seção a modelagem bi-nível proposta é testada no sistema descrito em Force (1999). Este estudo de caso corresponde ao IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS) desenhado na Figura 6.6.

A rede de transmissão do sistema está unindo 24 barras, tem-se 34 caminhos existentes e 7 novos, totalizando 41 caminhos possíveis. Adicionalmente, o sistema possui 10 unidades de geração e 16 pontos de carga.

Considera-se que todas as linhas localizadas no mesmo caminho possuem as mesmas características, e que o número máximo de linhas por caminho está limitado a 3.

**Quadro 6.5:** Solução ao sistema de Garver considerando contingências simples.

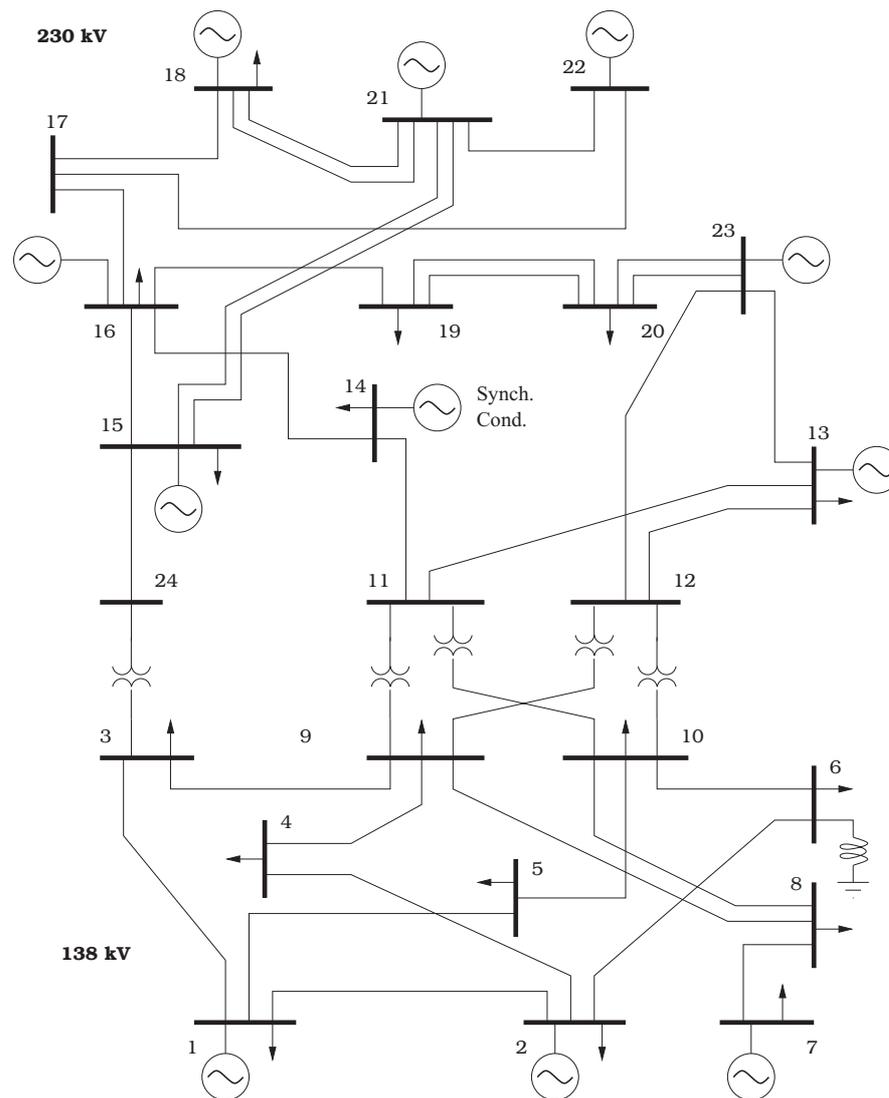
Contingência simples da linha	Plano de expansão	Investimento total (M€)	Benefício social total (M€)	Tempo CPU (s)
1-2	2-3 3-5 4-6 (3)	25,10	292,71	4,19
1-4	2-3 3-5 4-6 (3)	25,10	292,71	1,65
1-5	1-5 2-3 3-5 4-6 (3)	28,96	292,72	5,09
2-3	2-3 3-5 4-6 (3)	25,10	292,53	6,05
2-4	2-3 3-5 4-6 (3)	25,10	292,71	8,80
3-5	2-3 3-5 (2) 4-6 (3)	28,96	292,70	23,30

### 6.2.1 Dados do sistema

As características das linhas existentes (comprimentos, resistências, reatâncias e capacidades) são obtidas da obra de Force (1999) e as características das novas linhas são obtidas do trabalho de Fang e Hill (2003).

O investimento em novas linhas é fixado em 120.000 €/km para as linhas com nível de voltagem de 230 kV e em 70.000 €/km para as linhas com nível de voltagem de 132 kV. Estes custos de investimentos foram atualizados conforme ao estipulado por Espanha (2008). Os dados detalhados das linhas deste sistema podem ser encontrados no apêndice A.3.

Na Tabela 6.6, apresentam-se as localizações das demandas e as gerações do sistema, assim como os blocos das potências ofertadas para compra e venda de energia com seus respectivos preços. Da mesma forma que no exemplo ilustrativo, aqui também se assume que as ofertas de vendas e compras feitas pelos agentes do mercado são independentes dos cenários de demanda considerados. Finalmente, note-se que os níveis de geração e demanda são três vezes os valores apresentados inicialmente por Force (1999).



**Figura 6.6:** Sistema IEEE - RTS.

Todas as simulações deste sistema são feitas usando o software GAMS com CPLEX 11.0 com um servidor sob um ambiente Linux, utilizando 4 processadores de 2,6 GHz e 32 GB de memória RAM.

### 6.2.2 Resultados da simulação

As simulações do sistema IEEE-RTS são feitas para diferentes casos. No primeiro caso, os cenários consideram somente variações da demanda. Depois no segundo caso, é adicionado um novo cenário que corresponde à contingência simples de algumas linhas do sistema individualmente. Por último, é analisado um caso de multi-contingência onde são consideradas as contingências simultâneas de algumas linhas do sistema.

**Quadro 6.6:** Dados dos Geradores e dos Consumidores para o sistema IEEE-RTS.

Barra	Geradores		Demandas	
	Quantidade da oferta de venda (MW)	Preço da oferta de venda (€/MWh)	Quantidade da oferta de compra (MW)	Preço da oferta de compra (€/MWh)
1	230 - 173 - 173	95 - 97 - 98	259 - 32,5 - 32,5	99 - 80 - 78
2	230 - 173 - 173	96 - 99 - 100	233 - 29 - 29	98 - 81 - 77
3			432 - 54 - 54	100 - 85 - 83
4			178 - 22 - 22	99 - 86 - 83
5			171 - 21 - 21	100 - 85 - 82
6			326 - 41 - 41	99 - 85 - 81
7	360 - 270 - 270	96 - 98 - 100	300 - 37,5 - 37,5	100 - 86 - 83
8			411 - 51 - 51	93 - 85 - 82
9			420 - 52,5 - 52,5	99 - 82 - 81
10			468 - 58,5 - 58,5	100 - 80 - 78
13	709 - 532 - 532	80 - 82 - 85	636 - 79,5 - 79,5	92 - 79 - 77
14			466 - 58 - 58	90 - 78 - 76
15	258 - 193,5 - 193,5	82 - 84 - 86	761 - 95 - 95	87 - 77 - 76
16	186 - 139,5 - 139,5	77 - 79 - 80	240 - 30 - 30	84 - 75 - 73
18	480 - 360 - 360	73 - 76 - 78	799 - 100 - 100	91 - 76 - 72
19			435 - 54 - 54	94 - 75 - 74
20			307 - 38,5 - 38,5	95 - 80 - 77
21	480 - 360 - 360	74 - 76 - 78		
22	360 - 270 - 270	79 - 81 - 83		
23	792 - 594 - 594	78 - 80 - 82		

### Caso sem cenários de contingências

Inicialmente é considerado um caso sem cenários de contingências, simplesmente são considerados diferentes perfis da demanda nas barras do sistema.

Na Tabela 6.7 são caracterizados os três cenários que modelam esse comportamento da demanda futura. O primeiro cenário considera o crescimento da demanda em todas as barras do sistema, o segundo cenário considera um crescimento maior da demanda nas barras 1 – 10 que correspondem às barras localizadas na região sul, e o terceiro cenário representa um crescimento maior da demanda nas barras de carga localizadas na região norte (barras 11-24).

Para cada cenário, o consumo mínimo de demanda em cada nó de carga é fixado em 90%.

**Quadro 6.7:** Características dos cenários para o sistema IEEE-RTS no caso sem contingências.

Cenário	Probabilidade	Fator de demanda
1	0,50	1 (1-24)
2	0,25	1,1 (1-10) 1 (11-24)
3	0,25	1 (1-10) 1,2 (11-24)

Da mesma forma que no sistema de Garver, assume-se que a taxa de reparação anual do investimento é igual ao 10% do investimento total inicial. O máximo investimento permitido neste caso é de €23 milhões.

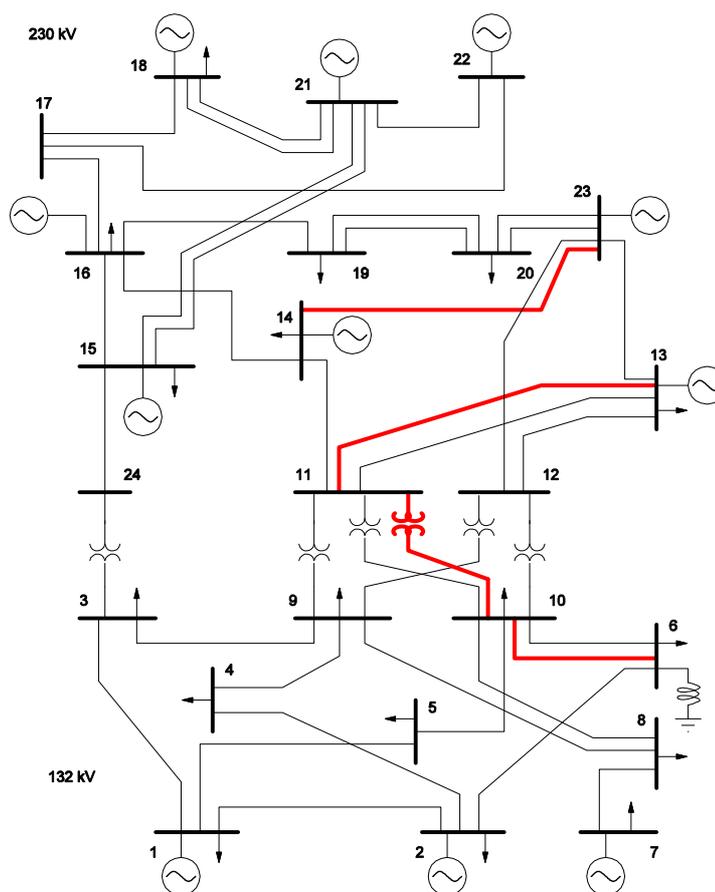
O plano de expansão obtido da modelagem bi-nível inclui a construção das linhas 6 – 10, 10 – 11, 11 – 13 e 14 – 23, as quais fazem a interconexão das duas áreas do sistema, uma com muita demanda (barras 1 – 10) e a outra com excesso de geração (barras 13 – 23). Na Figura 6.7 se apresenta o plano de expansão obtido. Esse plano de expansão associa um alto investimento e um maior benefício social comparado com a solução dos outros dois modelos, devido a que uma quantidade de energia barata pode ser fornecida nas áreas com muita demanda.

Na Tabela 6.8 se apresentam os diferentes planos de expansão, tanto para a abordagem bi-nível como para a abordagem de minimização de custos.

**Quadro 6.8:** Soluções para o sistema IEEE-RTS no caso sem contingências.

Aproximação	Plano de expansão	Custo de investimento (M€)	Benefício social (M€)	Ben. social médio (M€)	Tempo CPU (s)
Bi-nível	6-10, 10-11, 11-13, 14-23	22,99	—	742,59	89,51
Min-custos. Cen. 1	6-7, 7-8, 13-14	9,02	587,83	-2.430,44	2,68
Min-custos. Cen. 2	6-7 (2), 7-8, 2-8, 11-13	17,48	606,54	687,17	40,29
Min-custos. Cen. 3	6-10, 7-8 (2), 13-14	9,13	621,62	-1.399,75	2,68

Note-se que os benefícios sociais médios dos cenários 1 e 3 no problema de minimização de custos são negativos, pois com esses planos de expansão o sistema não é capaz de fornecer a



**Figura 6.7:** Plano de expansão do sistema IEEE-RTS, caso sem cenários de contingências.

demanda total e portanto, apresenta-se um alto custo de penalização pelo corte de carga.

Pode-se concluir que a formulação proposta tem um desempenho computacional ligeiramente maior do que a aproximação de minimização de custos. No entanto, a formulação bi-nível que se propõe é mais flexível e permite reproduzir aspectos do funcionamento atual dos mercados elétricos incluindo as incertezas que afetam esses tipos de problemas.

### Caso com contingências simples

Um novo cenário é adicionado no conjunto dos cenários do caso anterior para analisar a influência das contingências simples no sistema. O peso desse novo cenário, que inclui a contingência simples de cada uma das linhas que são consideradas como as mais críticas do sistema, é de 0,10 e o fator que afeta as demandas do sistema é fixado em 1,0.

Portanto, o peso do primeiro cenário é então reduzido a 0,40, dessa forma a soma dos pesos dos cenários é igual a 1,0. Adicionalmente, o limite no investimento é fixado em €23 milhões.

Na Tabela 6.9, apresentam-se os resultados dos planos de expansão, simulando a con-

tingência de cada linha do conjunto (11-13, 11-14, 12-13, 12-23, 14-16 ou 15-24), de maneira independente. Estas linhas foram selecionadas, pois elas estão encarregadas da interconexão das duas áreas do sistema: uma região norte com excesso de geração e uma região sul com excesso de demanda.

Assim são feitas 6 simulações onde em cada uma, resolve-se o problema bi-nível proposto para os 4 cenários, os três originais e mais um correspondendo com a contingência da linha respectiva.

**Quadro 6.9:** Soluções para o sistema IEEE-RTS no caso com contingências simples.

Linha sob contingência	Plano de expansão	Investimento total (M€)	Benefício social médio (M€)	Tempo CPU (min.)
11-13	6-10, 10-11, 11-13, 14-23	22,99	740,39	4,59
11-14	6-10, 10-11, 11-13, 14-23	22,99	740,24	4,20
12-13	6-10, 10-11, 11-13, 14-23	22,99	740,00	4,96
12-23	5-10, 6-10, 7-8 (2), 10-11, 14-23	22,81	713,02	16,19
14-16	6-10, 7-8, 10-12, 14-16, 13-14	22,19	725,42	6,21
15-24	3-9, 6-10, 7-8 (2), 10-12, 13-14	22,27	711,89	7,38

Quando se considera um cenário adicional representando a contingência da linha 11 – 13, 11 – 14 ou 12 – 13, respectivamente, os planos de expansão obtido em cada simulação são idênticos ao plano obtido no caso que não são incluídas as contingências, e os seus benefícios sociais médios são ligeiramente diferentes.

Se o novo cenário considera que a linha 12 – 23 está sob contingência, obtém-se um plano de expansão com um investimento menor que no caso sem contingências, e o benefício social associado também é menor.

Quando o novo cenário considera que a linha 14 – 16 está indisponível, o plano de expansão obtido propõe a construção das linhas 6 – 10, 7 – 8, 10 – 12, 14 – 16 e 13 – 14. Note que esse plano de expansão é totalmente diferente ao plano obtido no caso sem contingências e seu investimento é o menor de todos os casos.

Finalmente, se o novo cenário considera que a linha 15 – 24 está sob contingência, o plano de expansão obtido corresponde à construção das linhas 3 – 9, 6 – 10, 10 – 12, 13 – 14, e duas

linhas no caminho 7 – 8. Note-se, deste plano, que o caminho 7 – 8 é reforçado com duas linhas, e uma nova linha unindo as barras 10 e 12 é também construída como reforço da interconexão das duas áreas do sistema (Norte e Sul).

### Caso com múltiplas contingências

Finalmente, nesta seção é considerado um caso com contingências múltiplas do sistema.

Para gerar os cenários de demanda, o sistema é geograficamente dividido em 4 regiões: região noroeste correspondendo às barras 15, 16 e 18, a região nordeste que inclui as barras 13, 14, 19 e 20, a região sudoeste compreendendo as barras 1, 3, 4, 5 e 9 e a região sudeste que compreende as barras 2, 6, 7, 8 e 10. Assim, são considerados dezesseis cenários para modelar o crescimento da demanda futura. Esses dezesseis cenários estão formados por todas as possíveis combinações das 4 regiões anteriores.

Adicionalmente aos dezesseis cenários anteriores, são incluídos 6 cenários de contingências de linhas. As contingências simultâneas das linhas 11 – 13, 11 – 14, 12 – 13, 12 – 23, 14 – 16 e 15 – 24 são consideradas. Essas linhas são importantes para uma apropriada interconexão das regiões norte e sul do sistema.

Na Tabela 6.10, apresenta-se de forma mais detalhada a informação dos cenários considerados na simulação do caso de multi-contingência. Para cada cenário, tem-se um consumo mínimo na demanda de cada ponto de carga igual a 90% da oferta total de compra. Também, é assumido um limite no investimento de €30 milhões.

**Quadro 6.10:** Características dos cenários para o sistema IEEE-RTS no caso multi-contingências.

Cenário	Peso	Fator de demanda	Linha sob contingência
1	0,25	1 (1-24)	–
2	0,0357	1,1 (1, 3, 4, 5, 9) 1 (2, 6, 7, 8, 10, 11-24)	–
3	0,0357	1 (1, 3, 4, 5, 9, 11-24) 1,1 (2, 6, 7, 8, 10)	–
4	0,0357	1 (1-10, 15, 16, 18) 1,2 (13, 14, 19, 20)	–

continua...

**Quadro 6.10:** Características dos cenários para o sistema IEEE-RTS no caso multi-contingências.

Cenário	Peso	Fator de demanda	Linha sob contingência
5	0,0357	1 (1-10, 13, 14, 19, 20) 1,2 (15, 16, 18)	–
6	0,0357	1,1 (1-10) 1 (11-24)	–
7	0,0357	1,1 (1, 3, 4, 5, 9) 1 (2, 6, 7, 8, 10, 15, 16, 18) 1,2 (13, 14, 19, 20)	–
8	0,0357	1,1 (1, 3, 4, 5, 9) 1 (2, 6, 7, 8, 10, 13, 14, 19, 20) 1,2 (15, 16, 18)	–
9	0,0357	1 (1, 3, 4, 5, 9, 15, 16, 18) 1,1 (2, 6, 7, 8, 10) 1,2 (13, 14, 19, 20)	–
10	0,0357	1 (1, 3, 4, 5, 9, 13, 14, 19, 20) 1,1 (2, 6, 7, 8, 10) 1,2 (15, 16, 18)	–
11	0,0357	1 (1-10) 1,2 (11-24)	–
12	0,0357	1,1 (1-10) 1,2 (13, 14, 19, 20) 1 (15, 16, 18)	–
13	0,0357	1,1 (1-10) 1 (13, 14, 19, 20) 1,2 (15, 16, 18)	–
14	0,0357	1,1 (1, 3, 4, 5, 9) 1 (2, 6, 7, 8, 10) 1,2 (11-24)	–
15	0,0357	1 (1, 3, 4, 5, 9) 1,1 (2, 6, 7, 8, 10) 1,2 (11-24)	–

continua...

**Quadro 6.10:** Características dos cenários para o sistema IEEE-RTS no caso multi-contingências.

Cenário	Peso	Fator de demanda	Linha sob contingência
16	0,0357	1,1 (1-10) 1,2 (11-24)	–
17	0,0357	1 (1-24)	11-13
18	0,0357	1 (1-24)	11-14
19	0,0357	1 (1-24)	12-13
20	0,0357	1 (1-24)	12-23
21	0,0357	1 (1-24)	14-16
22	0,0357	1 (1-24)	15-24

Na Tabela 6.11, apresentam-se os planos de expansão obtidos resolvendo o problema bi-nível proposto. Similarmente ao plano de expansão obtido no caso sem cenários de contingências, são construídas as linhas 6 – 10, 10 – 11 e 11 – 13, mas neste caso a linha 14 – 23 não foi construída. Adicionalmente, reforços à interconexão entre as regiões norte e sul são feitas com a construção das linhas 3 – 9, 7 – 8 e 13 – 14.

**Quadro 6.11:** Soluções para o sistema IEEE-RTS no caso multi-contingências.

Aproximação	Plano de expansão	Custo de investimento (M€)	Ben. social médio (M€)	Tempo CPU (h)
Bi-nível	3-9, 6-10, 7-8 (2), 10-11, 11-13, 13-14	28,64	717,97	5,43

Note-se que o investimento apresenta um maior custo do que a solução mostrada no caso sem contingências, embora o benefício social médio é menor devido à presença das contingências anteriormente mencionadas.

O tempo computacional requerido para achar a solução do problema bi-nível no caso multi-contingência é alto (5,43h), esse tempo pode ser considerado razoável considerando o tipo de problema de planejamento que se propõe.

Finalmente, pode-se concluir dos testes realizados ao sistema de Garver e ao sistema IEEE-RTS, que o modelo bi-nível proposto gera soluções com um alto benefício social, mas com um

investimento maior do que as soluções obtidas dos modelos tradicionais para o planejamento. No entanto, o modelo proposto permite incluir aspectos importantes como o comportamento do mercado elétrico e as incertezas inerentes ao problema (neste caso, variabilidade no crescimento e distribuição espacial da demanda) que fazem com que a modelagem seja mais sofisticada. Adicionalmente, pode-se notar que as simulações matemáticas apresentaram um bom desempenho computacional o que motiva a aplicação da modelagem em sistemas elétricos reais.

## 7 CONCLUSÕES

Neste trabalho buscou-se encontrar boas soluções ao problema de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão desde duas perspectivas: a primeira considerando a confiabilidade do sistema e a variabilidade na demanda futura, a segunda considerando o funcionamento dos novos mercados elétricos. Os aspectos principais de cada uma destas abordagens e a forma como foram considerados são resumidos na Tabela 7.1.

**Quadro 7.1:** Aspectos considerados nas duas abordagens ao problema.

	<b>Primeira abordagem</b>	<b>Segunda abordagem</b>
<b>Confiabilidade</b>	Análise explícita: Cálculo do LOLE	Consideração implícita: Cenários de contingências
<b>Incertezas na demanda</b>	Limites: $\pm 5\%$	Cenários de crescimento e distribuição espacial
<b>Outros aspectos</b>	–	Funcionamento dos mercados elétricos
<b>Método de resolução</b>	Algoritmo genético de Chu-Beasley	Técnica de <i>Branch and Bound</i> - Solvers GAMS

A partir das análises feitas, pode-se concluir que o método baseado no cálculo dos momentos estatísticos da curva de distribuição de cargas equivalentes utilizado para a avaliação de confiabilidade no sistema de geração apresentou resultados adequados. Por outro lado, na avaliação de confiabilidade através da curva de duração de carga efetiva do sistema composto, apresentaram-se algumas desvantagens que foram aliviadas usando determinados critérios. Por exemplo, o tamanho do passo na discretização da curva de duração de carga foi fixado em um valor pré-definido dependendo do sistema testado. Neste trabalho, não foram consideradas as sensibilidades associadas com essas desvantagens, mas com os critérios adotados os resultados obtidos nesta avaliação de confiabilidade do sistema composto foram bons. Adicionalmente, a implementação de uma equação recursiva no processo de convolução necessária nas avaliações

de confiabilidade propostas, foi satisfatória e facilitou à programação do algoritmo.

Como é possível observar nos resultados apresentados no capítulo 4, foi possível encontrar soluções de boa qualidade para o problema de planejamento considerando a confiabilidade e a demanda variável. Essas soluções mostram que com maiores investimentos na rede de transmissão, o nível de confiabilidade pode ser melhorado. O algoritmo de solução implementado para resolver o problema apresentou um tempo de convergência considerável, pois cada vez que se obtinha uma nova configuração devia ser realizada uma avaliação de confiabilidade do sistema composto, o que associava um tempo de cálculo adicional. Esse tempo computacional necessário para a avaliação de confiabilidade devia-se ao número de estados operativos considerados dependendo do critério de contingências pré-definido. Portanto, é aconselhável considerar uma relação estrita entre o tempo computacional, o número de contingências a serem avaliadas e o tamanho do sistema para ter um equilíbrio entre a convergência e o tempo de cálculo.

Já as soluções do problema de planejamento mostradas no capítulo 6, considerando a segunda abordagem que incluía um contexto de mercados elétricos, apresentaram um alto benefício social, mas também investimentos maiores do que as soluções obtidas com o modelo de planejamento básico e centralizado. A consideração da maximização do benefício social por parte do planejador do sistema, dentro do modelo proposto, faz com que as soluções obtidas através deste modelo apresentem um alto benefício social comparado com as soluções obtidas por outros modelos. As simulações matemáticas apresentaram um bom desempenho computacional devido, principalmente, a que o problema de programação bi-nível proposto foi transformado em um problema de programação linear, o que facilitava sua resolução.

## ***REFERÊNCIAS***

- ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 3, p. 1070–1077, Aug. 2003.
- BARD, J. F.; FALK, J. E. An explicit solution to the multi-level programming problem. *Computers and Operations Research*, New York, v. 9, n. 1, p. 77–100, 1982.
- BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. *Linear programming and network flows*. 3. ed. New York: John Wiley & Sons, 2004.
- BILLINTON, R.; KUMAR, S.; CHOWDHURY, N.; CHU, K.; DEBNATH, K.; GOEL, L.; KHAN, E.; KOS, P.; NOURBAKHS, G.; OTENG-ADJEI, J. A reliability test system for educational purposes - basic data. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 4, n. 3, p. 1238–1244, Aug. 1989.
- BILLINTON, R.; WENYUAN, L. Hybrid approach for reliability evaluation of composite generation and transmission systems using monte-carlo simulation and enumeration technique. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, London, v. 138, n. 3, p. 233–241, May 1991.
- BILLINTON, R.; WENYUAN, L. *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. New York: Plenum press, 1994.
- BINATO, S.; OLIVEIRA, G. C. de; ARAÚJO, J. L. de. A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 6, n. 2, p. 247–253, May 2001.
- BINATO, S.; PEREIRA, M. V. F.; GRANVILLE, S. A new benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 16, n. 2, p. 235–240, May 2001.
- BORTONI, E.; SANTOS, A.; BAJAY, S. Cálculo da confiabilidade da geração, transmissão e composta em sistemas elétricos descentralizados. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 7., 1996, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: [s.n.], 1996.
- CARRIÓN, M.; ARROYO, J. M.; ALGUACIL, N. Vulnerability-constrained transmission expansion planning: a stochastic programming approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 4, p. 1436–1445, Nov. 2007.
- CECILIANO, J. L.; NIEVA, R. Transmission network planning using evolutionary programming. In: CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION - CEC, 1999, [s.l.]. *Proceedings...* [S.l.:s.n.], 1999.

- CHEN, L.; SUWA, H.; TOYODA, J. Power arrival evaluation of bulk system including network constraints based on linear programming approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 6, n. 1, p. 37–42, Feb. 1991.
- CHOI, J.; BILLINTON, R.; FUTUHI-FIRUZABED, M. Development of a nodal effective load model considering transmission system element unavailabilities. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, London, v. 152, n. 1, p. 79–89, Jan. 2005.
- CHOI, J.; MOON, S.; KIM, H.; LEE, B.; BILLINTON, R. Development of the ELDC and reliability evaluation of composite power system using monte carlo method. *IEEE Proceeding on Power Engineering Society Summer Meeting*, Singapura, v. 4, p. 2063–2068, July 2000.
- CHOI, J.; MOUNT, T. D.; THOMAS, R. J.; BILLINTON, R. Probabilistic reliability criterion for planning transmission system expansions. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, London, v. 153, n. 6, p. 719–727, Nov. 2006.
- CHOI, J.; TRAN, T.; EL-KEIB, A.; THOMAS, R.; OH, H.; BILLINTON, R. A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 3, p. 1606–1615, Aug. 2005.
- CHU, P.; BEASLEY, J. E. A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers and Operations Research*, New York, v. 24, n. 1, p. 17–23, Jan. 1997.
- COLSON, B.; MARCOTTE, P.; SAVARD, G. An overview of bilevel optimization. *Annals of Operations Research*, Amsterdam, v. 153, n. 1, p. 235–256, Sep. 2007.
- CORTES-CARMONA, M.; PALMA-BEHNKE, R.; MOYA, O. Transmission network expansion planning by a hybrid simulated annealing algorithm. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEM APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS - ISAP 2009, 15., 2009, Curitiba. *Proceedings...* Curitiba: [s.n.], 2009.
- CPLEX. *The ILOG CPLEX*. Washington, 2008. Disponível em: <<http://www.ilog.com/products/cplex/>>. Acesso em: 2008.
- DIOS, R. de; SOTO, F.; CONEJO, A. J. Planning to expand? *IEEE Power & Energy Magazine*, New York, v. 5, n. 5, p. 64–70, Sep.-Oct. 2007.
- ESCOBAR, A. H. *Análise crítica de aspectos de modelagem matemática no planejamento da expansão a longo prazo de sistemas de transmissão*. 2008. 224f. Doutorado (Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.
- ESCOBAR, A. H.; GALLEGO, R. A.; ROMERO, R. Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 2, p. 735–744, May 2004.
- ESPANHA, G. da. *Decreto Real 325/2008*. Madrid, España, 2008. Disponível em: <<http://www.boe.es/boe/dias/2008/03/04/pdfs/A13079-13084.pdf>>. Acesso em: março de 2010.
- FANG, R.; HILL, D. J. A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 1, p. 374–380, Feb. 2003.

- FORCE, R. T. S. T. The IEEE reliability test system - 1996. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, Aug. 1999.
- FORTUNY-AMAT, J.; MCCARL, B. A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. *Journal on Operations Research Society*, Oxford, v. 32, n. 9, p. 783–792, Sep. 1981.
- GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 14, n. 3, p. 329–335, May 1998.
- GALLEGO, R. A.; ROMERO, R.; MONTICELLI, A. J. Tabu search algorithm for network synthesis. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 15, n. 2, p. 490–495, May 2000.
- GARCÍA-BERTRAND, R.; KIRSCHEN, D.; CONEJO, A. J. Optimal investments in generation capacity under uncertainty. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE - PSCC, 16., 2008, Glasgow. *Proceedings...* Glasgow: [s.n.], 2008.
- GARVER, L. L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, New York, v. 89, n. 7, p. 1688–1697, Sep. 1970.
- HOLLAND, J. H. *Adaptation in natural and artificial systems*. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press, 1975.
- KAUT, M.; WALLACE, S. W. Evaluation of scenario-generation methods for stochastic programming. *Stochastic Programming E-Print Series*, Berlin, v. 14, 2003. Disponível em: <<http://edoc.hu-berlin.de/browsing/speps/index.php>>. Acesso em: 2010.
- LEVI, V. A.; CALOVIC, M. A. A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 6, n. 3, p. 937–943, Oct. 1991.
- LI, W.; CHOUDHURY, P. Probabilistic transmission planning. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 5, n. 5, p. 46–53, Sep.–Oct. 2007.
- MONTICELLI, A.; SANTOS, A.; PEREIRA, M. V. F.; CUNHA, S. H.; PARKER, B. J.; PRACA, J. C. G. Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, New York, v. 101, n. 10, p. 3919–3925, Oct. 1982.
- MORALES, J.; PINEDA, S.; CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M. Scenario reduction for futures market trading in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 24, n. 2, p. 878–888, May 2009.
- MORI, H.; SHIMOMUGI, K. Transmission network expansion planning with scatter search. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEMS, MAN AND CYBERNETICS - ISIC, 2007, Montreal, Canadá. *Proceedings...* Montreal: [s.n.], 2007. p. 3749–3754.
- MOTTO, A. L.; ARROYO, J. M.; GALIANA, F. D. A mixed-integer lp procedure for the analysis of electric grid security under disruptive threat. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 3, p. 1357–1365, Aug. 2005.

- OLIVEIRA, G. C.; BINATO, S.; PEREIRA, M. V. F. Value-based transmission expansion planning of hydrothermal systems under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 4, p. 1429–1435, Nov. 2007.
- OMEL. *Mercado Ibérico de Electricidad*. España y Portugal, 2008. Disponível em: <<http://www.omel.es/>>. Acesso em: 2008.
- PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, New York, v. 104, n. 2, p. 381–389, Feb. 1985.
- PLAZAS, M. A. *Modelo estocástico en etapas múltiples para la elaboración de ofertas en mercados eléctricos*. 2005. Doctorado (Gestión Técnica y Económica de Sistemas de Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica) — Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Comunicaciones, Universidad de Castilla-La Mancha, Ciudad Real, España, 2005.
- RIDER, M. J.; GARCÍA, A. V.; ROMERO, R. Power system transmission network expansion planning using AC model. *IET Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 1, n. 5, p. 731–742, 2007.
- ROMERO, R.; ASADA, E. N.; CARRENO, E.; ROCHA, C. Constructive heuristic algorithm in branch-and-bound structure applied to transmission network expansion planning. *IET Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 1, n. 2, p. 318–323, 2007.
- ROMERO, R.; GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 11, n. 1, p. 364–369, Feb. 1996.
- ROMERO, R.; MONTICELLI, A. A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 1, p. 373–380, Feb. 1994.
- ROMERO, R.; MONTICELLI, A. A zero-one implicit enumeration method for optimizing investments in transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 3, p. 1385–1391, Aug. 1994.
- ROMERO, R.; MONTICELLI, A. *Planejamento a longo prazo da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica*. Campinas: apostila UNICAMP, 2000.
- ROMERO, R.; ROCHA, C.; MANTOVANI, J. R. S.; SÁNCHEZ, L. G. Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, London, v. 152, n. 2, p. 277–282, Mar. 2005.
- ROSENTHAL, R. E. *GAMS, a user's guide*. Washington: GAMS Development Corporation, 2008.
- SANKARAKRISHNAN, A.; BILLINTON, R. Effective technique for reliability worth assessment in composite power system networks using monte carlo simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 11, n. 3, p. 1255–1261, Aug. 1996.

- SCHENK, K.; MISRA, R.; VASSOS, S.; WEN, W. A new method for the evaluation of expected energy generation and loss of load probability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. 103, n. 2, p. 294–303, Feb. 1984.
- SILVA, E. L. D.; AREIZA, J. M.; OLIVEIRA, G. C. D.; BINATO, S. Transmission network expansion planning under a tabu search approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 16, n. 1, p. 62–68, Feb. 2001.
- SILVA, I. de J.; RIDER, M. J.; ROMERO, R.; GARCÍA, A. V.; MURARI, C. A. Transmission network expansion planning with security constraints. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, London, v. 152, n. 6, p. 828–836, Nov. 2005.
- SILVA, I. de J.; RIDER, M. J.; ROMERO, R.; MURARI, C. A. F. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 4, p. 1565–1573, Nov. 2006.
- VILLASANA, R.; GARVER, L. L.; SALON, S. J. Transmission network planning using linear programming. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, New York, v. 104, n. 2, p. 349–356, Feb. 1985.

## APÊNDICE A – Sistemas testes

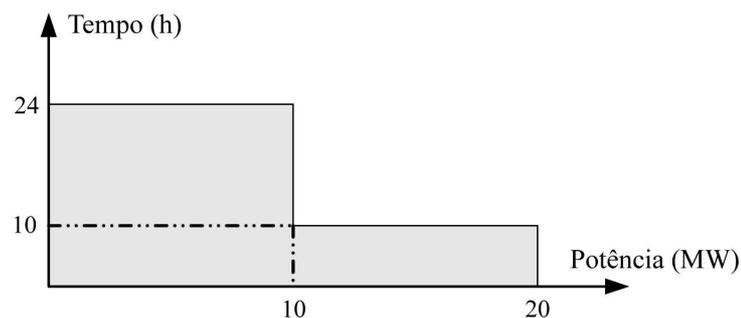
### A.1 Dados do sistema de duas barras usados na avaliação de confiabilidade

Os dados de capacidades e taxas de saídas forçadas de cada um dos componentes do sistema são apresentados na Tabela A.1

**Quadro A.1:** Dados dos componentes do sistema de duas barras.

Componente	Capacidade (MW)	FOR
Gerador 1	30	0,1
Gerador 2	10	0,1
Linha 1	15	0,003
Linha 2	15	0,003

A Figura A.1 apresenta a curva de duração de carga do sistema.



**Figura A.1:** Curva de duração de carga do sistema de duas barras.

### A.2 Dados do sistema MRBTS usados na avaliação de confiabilidade

Os dados dos componentes deste sistema necessários para a avaliação de confiabilidade são apresentados na Tabela A.2.

**Quadro A.2:** Dados dos componentes do sistema de MRBTS.

Componente	Capacidade (MW)	FOR
Gerador 1	40	0,030
Gerador 2	40	0,030
Gerador 3	20	0,025
Gerador 4	10	0,020
Gerador 5	40	0,020
Gerador 6	20	0,015
Gerador 7	20	0,015
Gerador 8	20	0,015
Gerador 9	20	0,015
Gerador 10	5	0,010
Gerador 11	5	0,010
Linha 1	90	0,0171
Linha 2	90	0,0171
Linha 3	50	0,00457
Linha 4	50	0,00114
Linha 5	60	0,00114
Linha 6	50	0,00114
Linha 7	90	0,00571

Nas simulações, considera-se a mesma representação da curva de duração de carga invertida para todos as barras de carga, equivalente a uma linha reta entre 50% e 100% do valor máximo de demanda nessa barra.

### A.3 Sistema IEEE-RTS

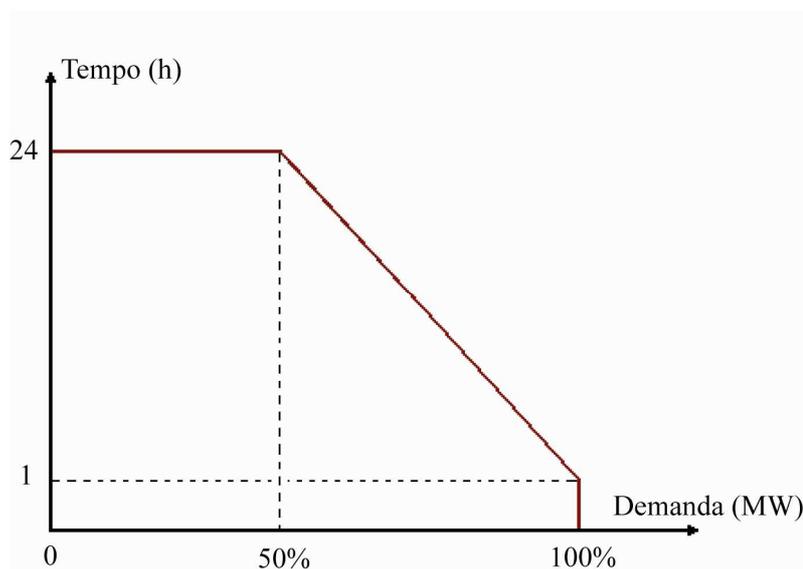
Os dados das linhas do sistema IEEE-RTS são apresentados na Tabela A.3.

A Tabela A.3 apresenta nas duas primeiras colunas as barras inicial e final de cada linha, na terceira coluna a capacidade máxima das linhas de transmissão, na quarta coluna sua reatância, na quinta coluna se mostra o custo de construção da linha, na sexta coluna se especifica o número de linhas na configuração base, e finalmente na última coluna se mostra o dado de confiabilidade usado nas simulações equivalente ao valor do FOR para cada linha. Note que os custos de investimentos das linhas foram atualizados considerando um fator de 120.000€/km para as linhas com nível de tensão de 230 kV e de 70.000€/km para as linhas com nível de tensão de 132 kV. Estes custos de investimentos foram atualizados conforme ao estipulado por Espanha (2008).

Na Tabela A.4 se apresentam os dados das unidades de geração. A primeira coluna mostra o número da unidade de geração, a segunda coluna especifica a barra do sistema onde está localizado o gerador, a terceira coluna mostra a capacidade do gerador, e finalmente a quarta coluna apresenta o valor do FOR para cada gerador.

As demandas máximas do sistema são apresentadas na Tabela A.5. Com esses valores de demanda pode ser construída a curva de duração de carga invertida em cada barra do sistema. Nas simulações, considera-se a mesma representação da curva de duração de carga invertida equivalente a uma linha reta entre 50% e 100% do valor máximo apresentado na Tabela.

A forma geral da curva de duração de carga invertida e diária é mostrada na Figura A.2.



**Figura A.2:** Forma geral das curvas de duração de carga diária.

**Quadro A.3:** Dados das linhas do sistema IEEE-RTS.

Barra inicial	Barra final	Capacidade (MW)	Reatância (p.u.)	Custo ( $10^3\text{€}$ )	$n_{ijo}$	FOR
1	2	175	0,0139	337,89	1	0,0004
1	3	175	0,2112	6.194,65	1	0,0006
1	5	175	0,0845	2.477,86	1	0,0004
2	4	175	0,1267	3.716,79	1	0,0004
2	6	175	0,1920	5.631,50	1	0,0005
3	9	175	0,1190	3.491,53	1	0,0004
3	24	400	0,0839	9.654,00	1	0,0018
4	9	175	0,1037	3.041,01	1	0,0004
5	10	175	0,0883	2.590,49	1	0,0004
6	10	175	0,0605	1.802,08	1	0,0013
7	8	175	0,0614	1.802,08	1	0,0003
8	9	175	0,1651	4.843,09	1	0,0005
8	10	175	0,1651	4.843,09	1	0,0005
9	11	400	0,0839	9.654,00	1	0,0018
9	12	400	0,0839	9.654,00	1	0,0018
10	11	400	0,0839	9.654,00	1	0,0018
10	12	400	0,0839	9.654,00	1	0,0018
11	13	500	0,0476	6.371,64	1	0,0005
11	14	500	0,0418	5.599,32	1	0,0005
12	13	500	0,0476	6.371,64	1	0,0005
12	23	500	0,0966	12.936,36	1	0,0007
13	23	500	0,0865	11.584,80	1	0,0006
14	16	500	0,0389	5.213,16	1	0,0005
15	16	500	0,0173	2.316,96	1	0,0004
15	21	500	0,0490	6.564,72	2	0,0005
15	24	500	0,0519	6.950,88	1	0,0005
16	17	500	0,0259	3.475,44	1	0,0004
16	19	500	0,0231	3.089,28	1	0,0004
17	18	500	0,0144	1.930,80	1	0,0004
17	22	500	0,1053	14.094,84	1	0,0007
18	21	500	0,0259	3.475,44	2	0,0004
19	20	500	0,0396	5.309,70	2	0,0005
20	23	500	0,0216	2.896,20	2	0,0004
21	22	500	0,0678	9.074,76	1	0,0006
1	8	175	0,1344	2.450,00	0	0,0004
2	8	175	0,1267	2.310,00	0	0,0004
6	7	175	0,1920	3.500,00	0	0,0005
13	14	500	0,0447	3.720,00	0	0,0005
14	23	500	0,0620	5.160,00	0	0,0006
16	23	500	0,0822	6.840,00	0	0,0006
19	23	500	0,0606	5.040,00	0	0,0005

**Quadro A.4:** Dados dos geradores do sistema IEEE-RTS.

$N_o$	Localização	Capacidade (MW)	FOR
1	1	60	0,10
2	1	60	0,10
3	1	228	0,02
4	1	228	0,02
5	2	60	0,10
6	2	60	0,10
7	2	228	0,02
8	2	228	0,02
9	7	300	0,04
10	7	300	0,04
11	7	300	0,04
12	13	591	0,05
13	13	591	0,05
14	13	591	0,05
15	15	36	0,02
16	15	36	0,02
17	15	36	0,02
18	15	36	0,02
19	15	36	0,02
20	15	465	0,04
21	16	465	0,04
22	18	1200	0,12
24	22	150	0,01
26	22	150	0,01
27	22	150	0,01
28	22	150	0,01
29	22	150	0,01
30	23	465	0,04
31	23	465	0,04
32	23	1050	0,08
25	22	150	0,01

**Quadro A.5:** Demandas máximas do sistema IEEE-RTS.

Barra	Demanda (MW)
1	324
2	291
3	540
4	222
5	213
6	408
7	375
8	513
9	525
10	585
11	0
12	0
13	795
14	582
15	951
16	300
17	0
18	999
19	543
20	384
21	0
22	0
23	0
24	0

## ***APÊNDICE B – Publicações em periódicos e anais de congressos***

### **2010**

- GARCÉS, L. P.; CONEJO, A. Weekly Self-Scheduling, Forward Contracting, and Offering Strategy for a Producer. *IEEE Trans. Power Syst.*, New York, to be published, Digital Object Identifier: 10.1109/TPWRS.2009.2032658. Disponível em: <<http://www.ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5325636>>.

### **2009**

- GARCÉS, L. P.; ROMERO, R. Specialized Genetic Algorithm for Transmission Network Expansion Planning Considering Reliability, In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEM APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS - ISAP 2009, 15., 2009, Curitiba. *Proceedings...* Curitiba: [s.n], 2009. Disponível em: <<http://www.ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5352832>>.
- GARCÉS, L. P.; CONEJO, A.; GARCÍA-BERTRAND, R.; ROMERO R. Uma Abordagem Bi-nível para o Planejamento da Expansão da Transmissão em um Ambiente de Mercados Elétricos, In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO: GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CLAGTEE, 8., 2009, Ubatuba. *Abstracts and Proceedings...* Ubatuba: [s.n.], 2009, p. 93.
- GARCÉS, L. P.; CONEJO, A.; GARCÍA-BERTRAND, R.; ROMERO R. A Bilevel Approach to Transmission Expansion Planning Within a Market Environment, *IEEE Trans. Power Syst.*, New York, v. 24, n. 3, p. 1513-1522, aug. 2009. Disponível em: <<http://www.ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4957003>>.

**2007**

- GARCÉS, L. P.; ZAPATA, C. J.; ROMERO R. Transmission Expansion Planning Considering the Cost of Service Interruptions for the Customers. In: ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRÉ - XII ERIAC, 12., 2007, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu: [s.n.], 2007.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)