

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LEONEL JOÃO MUTHEMBA

MODELO ROBUSTO PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EÓLICA-
HIDROTÉRMICA CONSIDERANDO INCERTEZAS

CURITIBA

2019

LEONEL JOÃO MUTHEMBA

MODELO ROBUSTO PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EÓLICA-
HIDROTÉRMICA CONSIDERANDO INCERTEZAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsuhay
Vila

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

M992m

Muthemba, Leonel João

Modelo robusto para o planejamento da operação eólica-hidrotérmica considerando incertezas [recurso eletrônico] / Leonel João Muthemba, 2019.

Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

1. Energia eólica. 2. Energia – fontes alternativas. 3. Usinas hidrelétricas. I. Universidade Federal do Paraná. II. Vila, Clodomiro Unsihuay. III. Título.

CDD 621.312136

Bibliotecária: Vilma Machado CRB9/1563



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **LEONEL JOÃO MUTHEMBA** intitulada: **MODELO ROBUSTO PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EÓLICA-HIDROTÉRMICA CONSIDERANDO INCERTEZAS**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 28 de Fevereiro de 2019.

CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Presidente da Banca Examinadora (UFPR)

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Avaliador Interno (UFPR)

MARCELO RODRIGUES BESSA

Avaliador Externo (UFPR)

ODILÓN LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UFPR)

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho à minha esposa Rita e à minha filha
Beatriz.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus pela vida e por ser fonte de fé e inspiração.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila pelo acompanhamento e supervisão acadêmica ao longo dos dois anos de mestrado.

Ao colega Rafael Pinto, pela ajuda na programação e simulação e aos colegas de laboratório pelo companheirismo e sua recepção calorosa.

Aos Professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPR, em particular os seguintes: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki, Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila, Prof.^a Dra. Elizete Maria Lourenço, Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli e Prof.^a Dra. Thelma Fernandes por terem fornecido as ferramentas essenciais para desenvolver esta dissertação.

À Universidade Federal do Paraná (UFPR) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) por terem aberto as portas para cursar a Pós-graduação, no nível de mestrado, no qual desenvolvi esta dissertação.

Ao governo de Moçambique, através do Instituto Superior Politécnico de Songo pela concessão da bolsa de estudos e do Ministério de Ciência e Tecnologia, Ensino Superior e Técnico Profissional pelo auxílio financeiro.

"... Don't do something you might regret someday ..."

Shania Twain, Don't.

RESUMO

O planejamento de operação hidro-termo-eólica compreende um conjunto de decisões operativas tomadas num ambiente de incerteza. Geralmente as fontes de incerteza de geração são as usinas hídricas e eólicas, por terem a sua produção dependente de fatores naturais como o regime das chuvas e ventos que, embora possam ser previstos, o grau da sua ocorrência é incerto. Outra fonte de incerteza a ser considerada é a demanda. Recentemente, várias pesquisas mostraram sucesso no uso da Otimização Robusta no planejamento sob incertezas, inclusive no planejamento de Operação do Sistema Elétrico de Potência. O uso da Otimização Robusta para modelar em um conjunto essas incertezas é bastante abrangente, pelo fato de que para qualquer realização da variável aleatória dentro dos limites de conjunto de incerteza, a solução é viável, diferentemente da otimização estocástica em que são analisados cenários finitos, com cada cenário tendo uma probabilidade de ocorrência. Este trabalho propõe um modelo computacional baseado na formulação da otimização robusta para o despacho hidro-termo-eólico considerando a modelagem das incertezas da geração hídrica, da geração eólica e da demanda. O modelo proposto é testado em dois sistemas teste: um de duas barras e outro considerando o sistema sul Brasileiro. Vários cenários de estudos são simulados. Resultados indicam que a formulação proposta, quando comparada com o despacho hidro-termo-eólico determinístico, apresenta um custo relativamente baixo e um baixo risco de déficit de energia.

Palavras-Chaves: Planejamento de operação hidro-termo-eólica. Geração eólica, hidrelétrica e incertezas na geração e na demanda. Otimização Robusta.

ABSTRACT

The hydro-thermo-wind operation planning is a set of operational decisions made in an environment of uncertainty. Generally, the sources of generation uncertainty are hydro and wind power plants, because their production depends on natural factors such as rainfall and wind speed, which, although they can be predicted, the degree of their occurrence is not certain. Another source of uncertainty to be considered is demand. Recently, several researches have shown success in the use of Robust Optimization in planning under uncertainties, including in the Electric Power System Operation Planning. The use of Robust Optimization to model these uncertainties is quite broad, since for any realization of the uncertain variable within the limits of the uncertainty set, the solution is feasible, unlike the stochastic optimization, in which finite scenarios are analysed, with each scenario having a probability of occurrence. This work proposes a computational model based on the formulation of the robust optimization for the hydro-thermal-wind dispatch considering the modeling of the uncertainties of hydro generation, wind generation and demand. The proposed model is tested in two test systems: one of two bars and another considering the Brazilian South system. Several study scenarios are simulated. Results indicate that the proposed formulation, when compared to the deterministic hydro-thermal-wind order, has a relatively low cost and a low risk of energy deficit.

Keywords: Hydro-thermo-wind operation planning. Wind power, hydroelectric power and uncertainties in generation and demand. Robust Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Complementaridade hidro eólica	18
Figura 2-1 Representação do conjunto de incertezas em caixa.....	26
Figura 2-2 Representação do conjunto de incertezas em elipse.....	26
Figura 2-3 Representação do conjunto de incertezas em Poliedro	27
Figura 2-4 Processo de decisão da operação hidro-termo-eólica	31
Figura 2-5 Representação das usinas em cascata	33
Figura 2-6- Previsão de dados da velocidade de vento com base no histórico	38
Figura 4-1 Fluxograma de resolução do Problema proposto	64
Figura 4-2 Sistema teste proposto de duas barras.....	65
Figura 4-3 Demanda de energia. SIN Subsistema Sul 2007-2017.....	66
Figura 4-4 Sistema teste proposto STB-33 barras	68
Figura 4-5 Configuração das usinas em cascata	68
Figura 5-1 Resultados do despacho para caso I, cenário i	72
Figura 5-2 Caso I, cenário i, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.....	74
Figura 5-3 Resultados do despacho para caso I, cenário ii.....	75
Figura 5-4 Caso I, cenário ii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.....	76
Figura 5-5 Resultados do despacho para caso I, cenário iii.....	77
Figura 5-6 Caso I, cenário iii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.....	78
Figura 5-7 Resultados do despacho para caso II, cenário i	80
Figura 5-8 Caso II, cenário i, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.....	81
Figura 5-9 Resultados do despacho para caso II, cenário ii.....	82
Figura 5-10 Caso II, cenário ii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.....	83
Figura 5-11 Resultados do despacho para caso II, cenário iii.....	84
Figura 5-12 Caso II, cenário iii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.....	84
Figura 5-13 Resultados do despacho (à esquerda) e volume armazenado, turbinado e devido à afluência (à direita) para caso III cenário i	86

Figura 5-14 Resultados do despacho (à esquerda) e volume armazenado, turbinado e devido à afluência (à direita) para caso III cenário ii.....	87
Figura 5-15 Resultados do despacho (à esquerda) e volume armazenado, turbinado e devido à afluência (à direita) para caso III cenário iii.....	88
Figura 5-16 Resultados do despacho para cenário i (33 barras).....	90
Figura 5-17 Produção de energia por usina hidrelétrica.....	91
Figura 5-18 Volume de reservatório por usina Hidrelétrica- cenário i.....	91
Figura 5-19 Resultados do despacho para cenário ii (33 barras).....	92
Figura 5-20 Produção de energia por usina hidrelétrica -cenário ii	93
Figura 5-21 Volume de reservatório por usina hidrelétrica-cenário ii	93
Figura 5-22 Resultados do despacho para cenário iii (33 barras).....	94
Figura 5-23 Produção de energia por usina hidrelétrica- cenário iii	95
Figura 5-24 Volume de reservatório por usina hidrelétrica-cenário iii.....	95
Figura 5-25: comparação custo operacional vs incerteza (à esquerda) e intercambio de potência vs incerteza (à direita)	96
Figura 5-26 Distorção do perfil de carga	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 Resumo das principais bibliografias revisadas no despacho hidrotérmo-eólico sob incertezas.....	48
Tabela 4-1 Dados do sistema teste 2 barras.....	66
Tabela 4-2 Dados do reservatório da usina hidrelétrica	67
Tabela 4-3 Fluxo de potência na linha de transmissão	67
Tabela 4-4 Geração térmica.....	67
Tabela 5-1 Resultados para o sistema de duas barras, caso I. Fonte: O autor, 2019	71
Tabela 5-2 Geração total caso I, cenário i. Fonte: O autor, 2019.....	73
Tabela 5-3 Geração total caso I, cenário ii. Fonte: O autor, 2019	75
Tabela 5-4 Geração total caso I, cenário iii. Fonte: O autor, 2019	78
Tabela 5-5 Resultados para o sistema de duas barras, caso II. Fonte: O autor, 2019	79
Tabela 5-6 Geração total caso II, cenário i. Fonte: O autor, 2019.....	80
Tabela 5-7 Geração total caso II, cenário ii.....	83
Tabela 5-8 Geração total caso II, cenário iii. Fonte: O autor, 2019.	84
Tabela 5-9 Resultados para o sistema de duas barras, caso III. Fonte: O autor, 2019.	85
Tabela 5-10 Geração total caso III, cenário i. Fonte: O autor, 2019.....	86
Tabela 5-11 Geração total caso III, cenário ii. Fonte: O autor, 2019.	87
Tabela 5-12 Geração total caso III, cenário iii. Fonte: O autor, 2019.	87
Tabela 5-13 Resultados para o sistema de 33 barras. Fonte: O autor, 2019. ...	88
Tabela 5-14 Comparação do número de variáveis dos sistemas testes	98

LISTA DE SÍMBOLOS

ÍNDICES

$t = 1, 2, \dots, T$ – Índice que indica o número do estágio de planejamento

$k = 1, 2, \dots, K$ – Índice que indica o número da usina térmica

$i = 1, 2, \dots, I$ – Índice que indica o número da barra do sistema

$j = 1, 2, \dots, J$ – Índice que indica o número de usina hidroelétrica

$w = 1, 2, \dots, W$ – Índice que indica o número do parque de geração eólica

$l = 1, 2, \dots, L$ – Índice que indica o número da linha de transmissão

$d = 1, 2, \dots, D$ – Índice que indica o número da carga

$r = 1, 2, \dots, R$ – Índice que indica o número de reservatório

$m = 1, 2, \dots, M$ – Índice que indica o número de reservatório a montante de r

$n = 1, 2, \dots, N$ – Índice do grupo turbina-gerador das unidades geradoras hidrelétricas.

CONJUNTOS

Ω_i^k – Conjunto de usinas térmicas conectadas a barra i

Ω_i^j – Conjunto de usinas hídricas conectadas a barra i

Ω_i^w – Conjunto de usinas eólicas conectadas a barra i

$\Omega_{i(s)}^l$ – Conjunto de linhas de transmissão conectadas a barra i com fluxo de potência saindo de i

$\Omega_{i(e)}^l$ – Conjunto de linhas de transmissão conectadas a barra i com fluxo de potência entrando em i

Ω_i^d – Conjunto de cargas conectadas a barra i

Ω_r^{mont} – Conjunto de reservatórios imediatamente a montante do reservatório r

CONSTANTES

g – Aceleração de gravidade (9,81 m/s²)

ρ – Densidade da água (1000 kg/m³)

$\eta_{r,t}^{med}$ – Rendimento médio do conjunto gerador-turbina i no período t ($\eta_{r,t}^{med} = 0,85$)

c – Constante utilizada para converter vazão [m³/s] em volume no período de um mês [hm³ /mês] $c= 2,628$

α – Constante que assegura o não esvaziamento do reservatório

$C_{i,t}^{Def}$ – Custo de Déficit energético pelo não atendimento a carga da barra i no período t em \$R/MWh ($C_{i,t}^{Def} = 3500$ \$R/MWh)

COEFICIENTES

k_r – Coeficiente de perdas hidráulicas: constante característica do conduto forçado da r -ésima unidade geradora expresso em [s²/m⁵];

$a_0 \dots a_4$ – Coeficientes do polinômio de cota montante, em que a_0 é o termo independente;

$b_0 \dots b_4$ – Coeficientes do polinômio de cota jusante, em que b_0 é o termo independente;

C_0, C_1, C_2 – Coeficientes da função custo de produção da unidade térmica: C_0 coeficiente de custo fixo (\$), C_1 coeficiente de custo linear (\$/MW) e C_2 coeficiente de custo quadrático (\$/MW²)

VARIÁVEIS

$hl_{r,t}$ – Altura líquida em metros [m], do reservatório r no período t

$hb_{r,t}$ – Altura bruta em metros [m], do reservatório r no período t

$p_{hd,r,t}$ – Perdas hidráulicas (função da vazão turbinada) da usina associada ao reservatório r no período t em $[m]$

$V_{r,t}^{med}$ – Volume médio do reservatório r no período t em $[hm^3]$

$V_{r,t}$ – Volume do reservatório r no período t (inicial) em $[hm^3]$

$V_{r,t+1}$ – Volume do reservatório r no período $t + 1$ (final) em $[hm^3]$

$Q_{r,t}$ – Vazão turbinada no reservatório r no período t em $[m^3/s]$

$af_{r,t}$ – Vazão afluyente no reservatório i no período t em $[m^3/s]$

$s_{r,t}$ – Vazão vertida na usina (do reservatório) i no período t em $[m^3/s]$

$q_{n,r,t}$ – Vazão turbinada da unidade hidrelétrica n , no reservatório r e no período t em $[m^3/s]$

D_{it} – Carga de energia elétrica mensal conectada a barra i no período t $[MWmed]$

$pe_{w,t}$ – Potência eólica gerada pela turbina w no período t em $[MWmed]$

$pt_{k,t}$ – Potência gerada pela usina termelétrica k no período t em $[MWmed]$

$ph_{r,t}$ – Potência hídrica da unidade geradora associada ao reservatório r no período t $[MWmed]$

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	CONTEXTO E PROBLEMATIZAÇÃO.....	17
1.2	OBJETIVOS	19
1.2.1	OBJETIVO GERAL.....	19
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.3	JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO	20
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZAS.....	22
2.1.1	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	23
2.1.2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA.....	23
2.1.3	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA.....	24
2.1.4	PROGRAMAÇÃO <i>FUZZY</i>	24
2.1.5	OTIMIZAÇÃO ROBUSTA	24
2.2	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO HIDRO-TERMO-EÓLICA	30
2.3	PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO COM PENETRAÇÃO DE EÓLICAS	33
2.4	DEMANDA DE ENERGIA, VELOCIDADE DE VENTO E AFLUÊNCIAS FUTURAS.....	35
2.4.1	DEMANDA DE ENERGIA DO SISTEMA.....	35
2.4.2	AFLUÊNCIAS FUTURAS	36
2.4.3	DADOS DE VENTO.....	36
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAS DO CAPÍTULO	38
3	REVISÃO DA LITERATURA.....	39
3.1.1	SELEÇÃO DA BIBLIOGRAFIA.....	39
3.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	49
4	MATERIAIS E MÉTODOS.....	50
4.1	MÉTODOS	50
4.1.1	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	50
4.1.2	SISTEMA HIDRELÉTRICO	50
4.1.3	SISTEMA TERMOELÉTRICO	54
4.1.4	SISTEMA EÓLICO	55

4.1.5	MODELAGEM DA LINHA DE TRANSMISSÃO	56
4.1.6	MODELAGEM DA INCERTEZA NA DEMANDA	57
4.1.7	MODELO DETERMINÍSTICO DO DESPACHO HIDRO-TERMO- EÓLICO.....	58
4.1.8	MODELO ROBUSTO DO DESPACHO HIDRO-TERMO-EÓLICO	60
4.1.9	RESOLUÇÃO DO MODELO ROBUSTO DO DESPACHO HIDRO- TERMO-EÓLICO USANDO <i>fminimax</i>	62
4.1.10	FLUXOGRAMA	63
4.2	MATERIAL	64
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	69
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	70
5.1	RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE DE 2 BARRAS.....	70
5.1.1	CASO I: GRAU DE INCERTEZA NA DEMANDA IGUAL 0 ($\Gamma D = 0$) 71	
5.1.2	CASO II: GRAU DE INCERTEZA NA DEMANDA IGUAL 0,5 ($\Gamma D =$ 0,5) 79	
5.1.3	CASO III: GRAU DE INCERTEZA NA DEMANDA IGUAL 1 ($\Gamma D =$ 1) 85	
5.2	RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS.....	88
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	96
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	99
6.1	CONCLUSÕES	99
6.2	TRABALHOS FUTUROS	100
	REFERÊNCIAS.....	101

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E PROBLEMATIZAÇÃO

A busca por fontes de energia renováveis e pouco poluentes tem transformado o sistema elétrico nacional e ao redor do mundo, pela introdução de fontes de energia intermitentes e não despacháveis, geralmente localizadas perto da carga, com geração altamente estocástica.

Esta busca por fontes de energia que emitem poucos poluentes é uma das atitudes tomadas pelos governos do mundo após a assinatura do protocolo de Kyoto em 1997 e após a realização da Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas em 2010 (COP 16 - 16ª Conferência das Partes), nas quais assumiram-se, dentre outros, o compromisso de promover o uso de energias renováveis e de reduzir a emissão do dióxido de carbono - CO₂.

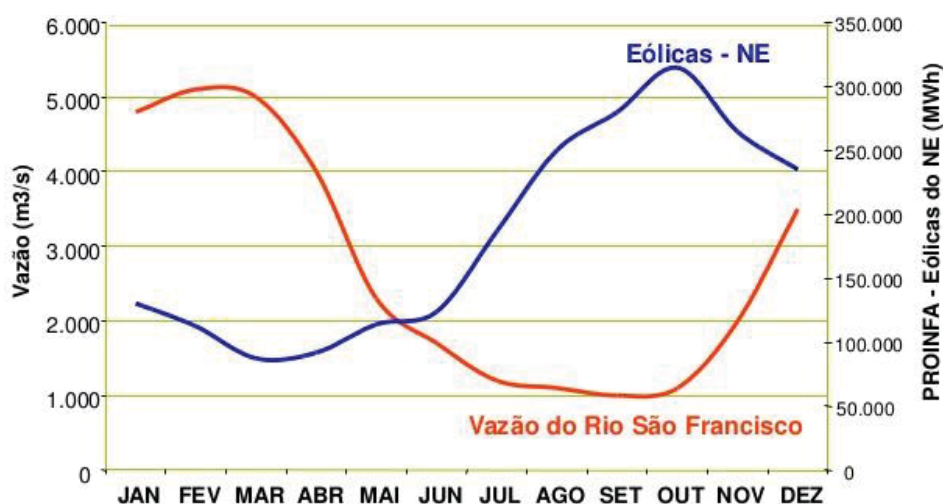
Face a esta realidade, conceitos como geração distribuída, gerenciamento pelo lado da demanda, incerteza na geração e na demanda têm sido amplamente estudados no ramo acadêmico. Estes conceitos alteram e questionam os conhecimentos já consolidados na área de operação de sistemas de potência: os fluxos de potência que normalmente eram unidirecionais nas redes de distribuição, saindo da geração (subestação) à carga, passaram a ser bidirecionais com sentido geração-carga e vice-versa; a topologia destas redes, está passando de radial para malhada. Com isto surgem desafios, tais como: o cálculo de fluxo de potência (regime permanente) que utiliza algoritmos de cálculo já consolidados, como os baseados em versões do método desacoplado para sistemas de transmissão e baseados em método de varredura (*backward foward sweep*) para sistemas de distribuição; no planejamento de operação dos sistemas de potência devem ser consideradas as novas fontes de energia (renováveis) que geralmente são intermitentes e não despacháveis devido à forte dependência das condições naturais que influenciam a presença ou não da energia primária, e que, diferentemente da água, não é armazenável.

No Brasil o sistema elétrico tem predominância de geração hidráulica com cerca de 70% da geração total em 2018 (ONS, 2018), e está com forte inserção de energia eólica, cuja capacidade atual total é de 8,2% da potência

energética instalada (ONS, 2018) e com crescimento previsto para 12% até 2024 (EPE, 2017).

O Brasil, mais especificamente a região nordeste, tem a particularidade de apresentar complementaridade sazonal entre os ventos e as vazões hídricas, a chamada complementaridade hidro eólica. Segundo Silva *et al.* (2015), a complementaridade hidro eólica se caracteriza pelo fato de nos meses de menor afluência das maiores bacias hidrográficas (ex. rio São Francisco) haver condições de vento para maior produção eólica e vice-versa, como ilustrado na Figura 1-1.

Figura 1-1 Complementaridade hidro eólica



FONTE: MONTEZANO (2010)

Outro fator que deve ser levado em consideração em sistemas de energia que usam diversas fontes é a similaridade entre vários recursos intermitentes. Peron (2017), analisa a correlação entre as fontes de energia com base nas usinas da região nordeste do Brasil para determinar o nível da sua complementaridade e/ou similaridade.

Apesar dos benefícios ambientais, a energia eólica é uma fonte de energia intermitente, o que causa incertezas de potência a ser gerada. Estas características da energia eólica fazem com que sejam adotados novos métodos

de operação do sistema elétrico para efetuar o despacho econômico das unidades geradoras.

Estas incertezas podem ser modeladas por cenários finitos com probabilidade para cada cenário (programação estocástica) ou em conjuntos de incerteza com um tamanho definido (otimização robusta) segundo Conejo *et al.* (2016). A programação estocástica de dois estágios é a técnica mais utilizada para a resolução de problemas de planejamento sob incertezas, porém requer o conhecimento prévio das funções de distribuição de probabilidade e pode gerar modelos não viáveis computacionalmente devido ao número elevado de cenários. Assim, segundo Alem e Morabito (2015), a otimização robusta surge como alternativa à programação estocástica pois requer apenas conjuntos robustos que podem ser facilmente formulados.

Neste trabalho, apresenta-se uma formulação do despacho hidrotérmico eólico com incertezas na geração e na demanda. As incertezas da geração (afluência hídrica e velocidade do vento) e da demanda são modeladas em conjuntos de incertezas e o problema do despacho se torna um problema de otimização robusta. O sistema teste 33 barras do subsistema sul brasileiro é utilizado para avaliar o impacto de se considerar a incerteza no despacho hidrotérmico eólico.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um modelo computacional para o planejamento da operação hidrotérmica com elevada inserção de geração eólica, considerando as incertezas da carga e da geração introduzidas no sistema por fontes renováveis e intermitentes como a geração eólica.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudar os diversos trabalhos já realizados no tema e produzir o estado da arte sobre planejamento da operação de redes elétricas;

- Modelar as incertezas da geração de energia eólica e da demanda;
- Formular o problema de otimização que minimize o custo de operação do sistema de energia elétrica, considerando a inserção da incerteza na geração e na demanda;
- Avaliar a robustez do modelo proposto em redes elétricas com inserção de geração distribuída e validar o método proposto usando sistema teste real.

1.3 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO

O planejamento da operação hidro-termo-eólica é um problema de otimização não linear e bastante complexo computacionalmente (*NP-hard*). A literatura propõe métodos de decomposição para sua resolução, como é o caso da decomposição de Benders. Trabalhos recentes propuseram modelos para a resolução de despacho hidrotérmico (TAKIGAWA, 2010), (ANDRIOLO, 2014) e (CONEJO *et al.* 2015) e despacho econômico de sistemas termoelétricos com inserção da eólica (LORCA, 2015) e (CONEJO *et al.* 2015). Porém, poucos trabalhos consideram a otimização robusta na modelagem das incertezas na formulação do despacho hidro-termo-eólico.

As principais contribuições deste trabalho são:

- Apresentar uma formulação computacional do problema de planejamento multiestágio da operação hidrotérmica com elevada inserção da geração eólica, considerando incertezas.
- Apresentar uma formulação para a resolução do problema de despacho hidro-termo-eólico, usando otimização robusta.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O restante da dissertação está dividido da seguinte forma:

Capítulo 2: Fundamentação Teórica. Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos sobre a programação estocástica de dois estágios e a otimização robusta, suas principais diferenças, vantagens e desvantagens e

suas aplicações. Apresenta-se também o modelo adaptativo robusto que será aplicado nesta dissertação.

Capítulo 3: Revisão da literatura. Neste capítulo apresentam-se as principais obras publicadas e consideradas as mais relevantes, desde as primeiras, as quais debruçaram-se sobre o problema de planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos com elevada inserção de geração eólica.

Capítulo 4: Materiais e Métodos. Neste capítulo apresentam-se os materiais (sistemas testes e as plataformas computacionais) utilizadas para realizar os experimentos deste estudo. Apresentam-se também os métodos empregados (a metodologia usada, formulação do problema de planejamento de operação hidrotérmica eólica e o algoritmo utilizado para a resolução do problema).

Capítulo 5: Análise dos resultados. Neste capítulo faz-se a apresentação dos experimentos (resultados das simulações), sua interpretação e a consequente validação do modelo matemático proposto.

Capítulo 6: Conclusões e trabalhos futuros. Neste capítulo apresentam-se as conclusões deste trabalho e são propostos trabalhos futuros de modo a alargar a ciência.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Métodos matemáticos e modelos numéricos são usados para encontrar uma solução ótima, em uma variedade de alternativas possíveis. A otimização é um processo onde se deseja encontrar o maior ou o menor valor (maximizar ou minimizar) de uma determinada função chamada objetivo. Essa função está associada a variáveis que se inter-relacionam através de restrições, sejam de igualdade, de desigualdade ou intervalares (máx., mín.), em seu conjunto de valores possíveis, através do qual se encontra o valor ótimo que satisfaz as restrições.

Um método é chamado determinístico quando são conhecidas todas as condições iniciais e, a partir delas, através de um processo previsível leva a mesma solução (ALEM, 2011).

Um método é chamado estocástico ou aleatório quando o início do processo não é previsível, ou ainda quando é simulado considerando a característica aleatória dos dados de entrada (ALEM, 2011).

Muitas informações futuras e dados importantes para o planejamento da operação estão sujeitos a incertezas por várias causas, dentre as quais (ALEM, 2011), destacam-se as que são descritas a seguir.

- Alguns dados (afluências, demandas e velocidades de vento futuras) podem não existir no momento em que os problemas são resolvidos, sendo necessário aplicar métodos de previsão, os quais estão sujeitos a erros.
- Alguns dados podem não ser medidos exatamente, como alguns parâmetros físicos e técnicos que são conhecidos apenas dentro de um intervalo de confiança ou dado um certo grau de acurácia, com tempos de processamento e preparação.

2.1 OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZAS

Segundo Silva (2014), um dos trabalhos pioneiros na otimização sob incerteza é Benders (1962). Este trabalho abriu o caminho na proposta de

metodologias para resoluções de programação linear estocástica multiestágio. Assim, Chen e Powell (1999), afirma que a programação linear estocástica multiestágio tem as seguintes características:

- a) O termo estágio representa um período de tempo;
- b) O início do primeiro estágio é visto como o tempo presente;
- c) Os parâmetros para cada estágio são conhecidos deterministicamente no início do mesmo; os parâmetros aleatórios dos estágios futuros são conhecidos apenas probabilisticamente;
- d) As decisões tomadas em cada estágio devem depender apenas das realizações observadas até aquele momento e da distribuição condicional dos parâmetros para os estágios futuros;
- e) Após a realização dos parâmetros aleatórios, ações recursivas podem ser tomadas para compensar as decisões tomadas antes de um estágio em particular; e,
- f) O custo total reflete a qualidade das decisões tomadas.

Até os anos 80, a maioria das pesquisas em planejamento hidrotérmico sob incerteza utilizava técnicas de programação dinâmica estocástica como método de solução. Este método apresenta a “maldição da dimensionalidade” da programação dinâmica, que torna o problema intratável computacionalmente quando a quantidade de variáveis incertas for elevada.

Das metodologias existentes e já consolidadas para solucionar problemas com incertezas, destacam-se as descritas a seguir (ALEM, 2011).

2.1.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

É um estudo pós-otimização usado para determinar o impacto das perturbações no problema dado (ALEM, 2011).

2.1.2 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA

Na resolução do problema com incertezas considerando a programação estocástica pressupõe-se que seja conhecida a distribuição de probabilidade dos parâmetros estocásticos, ou que tal distribuição possa ser estimada. Nesta

programação têm-se por objetivo determinar uma política viável para todos os possíveis valores de dados de entrada de forma que se minimize a função que depende das variáveis incertas. Existem várias formulações da programação estocástica, dentre as quais destacam-se os modelos de dois estágios com recurso, os modelos multiestágios, com restrições probabilísticas e modelos estocásticos robustos (ALEM, 2011).

2.1.3 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

Tal como a programação estocástica, a programação dinâmica modela os parâmetros incertos, como as variáveis aleatórias, e requer o conhecimento das distribuições de probabilidade. Sua vantagem está na implementação, e a desvantagem em aplicações de problemas de grande porte (SILVA, 2014).

2.1.4 PROGRAMAÇÃO FUZZY

A principal diferença entre a programação estocástica e a programação *fuzzy* é a maneira como a incerteza é modelada. Na programação *fuzzy*, os parâmetros aleatórios são considerados números *fuzzy* e as restrições são tratadas como conjuntos *fuzzy*. Desta forma, funções de pertinência são definidas para indicar o grau de satisfação com que as variáveis pertencem aos conjuntos *fuzzy* (ALEM, 2011).

2.1.5 OTIMIZAÇÃO ROBUSTA

A otimização robusta preocupa-se em desenvolver modelos e métodos para que as soluções sejam factíveis para quaisquer realizações das variáveis incertas. Essas variáveis estão definidas num conjunto convexo, onde não são toleradas as violações das restrições. A principal diferença entre a programação estocástica e a otimização robusta é que na otimização robusta não é necessário conhecer a distribuição de probabilidade da variável aleatória (BERTISMAS e SIM, 2004; ALEM, 2011; CONEJO, 2016; ATTARHA, 2018).

A otimização robusta é um modelo usado para lidar com otimização sob incerteza. Os trabalhos pioneiros nesse tema datam dos anos 50, mas somente

com o trabalho de Soyster (1973) o tema foi largamente estudado (OLIVEIRA, 2013).

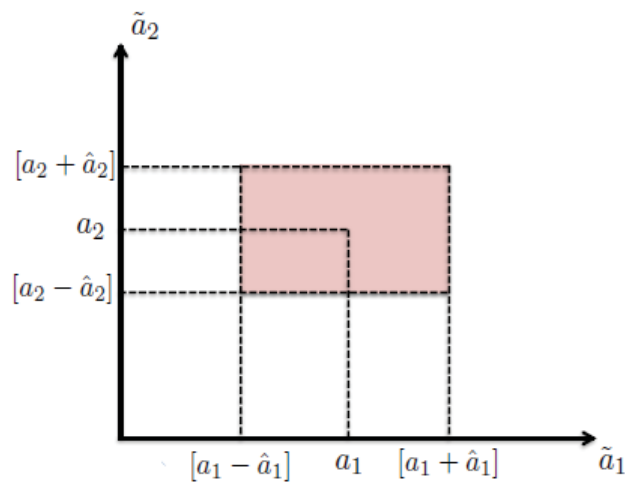
Os modelos de otimização robusta visam analisar o pior caso, isto é, busca a melhor solução possível, assumindo que a natureza se comportará da pior maneira possível. Assim, este modelo de otimização robusta visa minimizar (ou maximizar) o objetivo sob a realização do pior caso da incerteza. Desta forma, são usados modelos de dois níveis: max-min (ou min-max);

A formulação apresentada em Soyster (1973) é altamente conservadora, isto é, minimiza sob as condições de realização do pior cenário para todos os parâmetros incertos, o que na realidade é pouco provável. Assim, uma nova formulação, apresentada por Bertsimas e Sim (2004) ganhou destaque na literatura, pelo fato de apresentar um controle no grau do conservadorismo, o que reduz a deterioração da função objetivo.

Na atualidade, existem diversas formas de se ver um problema de otimização que podem ser consideradas como sendo otimização robusta (CONEJO *et al.* 2016; ALEM, 2011, LORCA e SUN, 2015). Essas formulações provêm da necessidade de se gerar soluções robustas que são imunes a erros de estimação dos dados de entrada, ou de eventuais variabilidades;

O conceito de robustez está intrinsicamente atrelado à definição de um conjunto de incerteza, permitindo ou não a variabilidade do parâmetro incerto. Dentre os modelos disponíveis na literatura destacam-se três formulações (Oliveira, 2013) conforme a geometria do conjunto de incerteza: caixa, esfera ou poliedro. A geometria do conjunto de incerteza é fundamental para a resolução computacional do problema. Desta forma, a representação em “caixa” (Soyster, 1973) utiliza uma caixa para representar o conjunto de possíveis valores para os parâmetros incertos, no qual utiliza-se o máximo nível de proteção possível. Assim assume-se que todos os parâmetros incertos assumirão o pior valor possível simultaneamente. Esta representação tem a vantagem de maior simplicidade de implementação, enquanto a desvantagem está associada ao elevado grau de conservadorismo, o que causa alta deterioração da função objetivo.

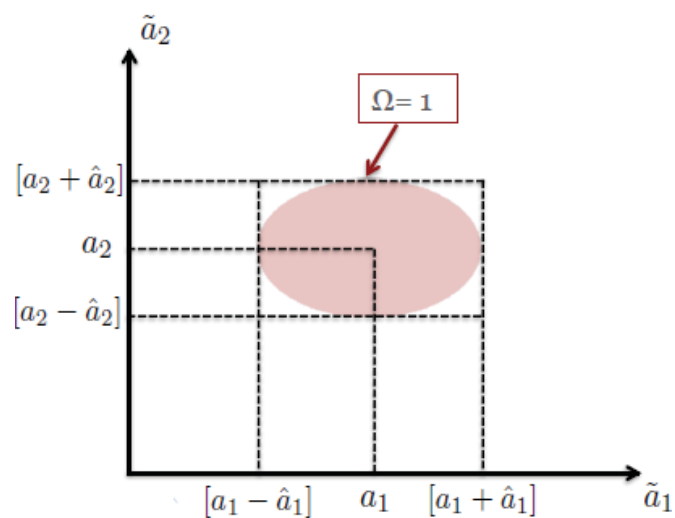
Figura 2-1 Representação do conjunto de incertezas em caixa



FONTE: OLIVEIRA (2013)

A representação em “esfera”, proposta por bem-Tal e Nemirovski (2000), reduz o elevado conservadorismo da representação de Soyster por intermédio de uma estrutura geométrica elipsoidal. Desta forma, entende-se que a probabilidade de todos os parâmetros assumirem seus piores casos simultaneamente é baixa. Esta técnica permite que seja controlado o nível de conservadorismo, através da definição do “diâmetro”. A vantagem está na redução (e eventual controle) do conservadorismo e a desvantagem está no aumento da complexidade do problema.

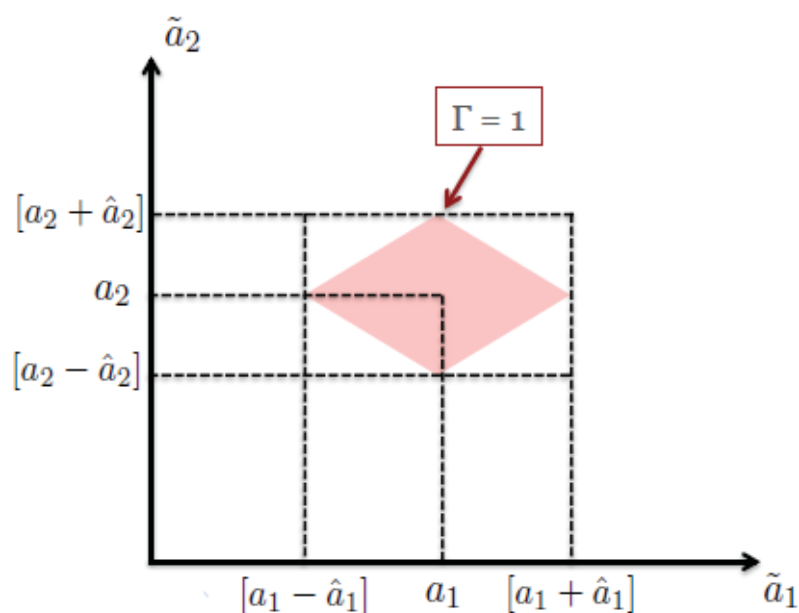
Figura 2-2 Representação do conjunto de incertezas em elipse



FONTE: OLIVEIRA (2013)

A Representação poliédrica (BERTSIMAS e SIM, 2004) busca reduzir o nível de conservadorismo com relação ao método de Soyster através do controle de um parâmetro ajustável Γ , que representa quantas “dimensões” podem assumir o pior caso. Este método garante que sempre serão considerados os Γ que mais “prejudicam” o problema. Tem como vantagem o controle do conservadorismo e a simplicidade, e a desvantagem está na interpretação de Γ .

Figura 2-3 Representação do conjunto de incertezas em Poliedro



FONTE: OLIVEIRA (2013)

A seguir apresentam-se as formas de como passar de um problema determinístico para um problema sob incerteza, a ser resolvido por otimização robusta.

Problema determinístico

O problema, na sua versão determinística, apresenta-se como a minimização da função objetivo (2-1) sujeito às restrições (2-2 a 2-4):

$$\min_x f(x) \quad (2-1)$$

su. a.

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (2-2)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad (2-3)$$

$$\mathbf{x} \geq \mathbf{0} \quad (2-4)$$

Onde:

x – variável de otimização;

f – função objetivo;

h e g – restrições de igualdade e desigualdade do problema.

Problema sob incerteza

Este problema é geralmente resolvido por otimização estocástica de dois estágios:

$$\min_x \mathcal{P}_u f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2-5)$$

su. a.

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \mathbf{0} \quad (2-6)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{0} \quad (2-7)$$

$$\mathbf{x}, \mathbf{u} \geq \mathbf{0} \quad (2-8)$$

Onde:

\mathcal{P}_u - probabilidade de ocorrência da incerteza;

u - variável aleatória (incerta).

Problema de otimização robusta

Assumindo que o valor da função objetivo é o medidor de qualidade de uma dada solução, tem-se que o pior que pode acontecer quando ocorrer (2-9):

$$\max_{\mathbf{u} \in \mathcal{U}} f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2-9)$$

Onde:

\mathcal{U} -conjunto de incerteza.

Dessa forma, pode-se definir o problema robusto (contraparte robusta) como sendo:

$$\min_x \{ \max_{u \in \mathcal{U}} f(x, u) \} \quad (2-10)$$

subj. a.

$$h(x, u) = 0 \quad (2-11)$$

$$g(x, u) \leq 0 \quad (2-12)$$

$$x, u \geq 0 \quad (2-13)$$

Desta forma, as variáveis de decisão x representam decisões do tipo “aqui e agora” (*do inglês here-and-now*), ou seja, a elas devem ser atribuídos valores como resultado da resolução do problema antes que os dados reais se revelem.

O agente tomador de decisão só é responsável pelas consequências das decisões realizadas quando, e somente quando, os dados reais estão dentro do conjunto de incerteza \mathcal{U} .

As restrições são inflexíveis, isto é, não são permitidas violações, e o conjunto de incerteza pode ser definido como sendo o conjunto \mathcal{U} .

A resolução do problema é integrada, fazendo uma interação entre o problema primal e problema dual, com o inconveniente de aumentar de forma significativa o número de variáveis e restrições do problema, tornando-o pesado computacionalmente (*NP-hard*). Para os leitores interessados na resolução usando o método de decomposição dual poderá se consultar a referência Conejo *et al.* (2016).

Outros algoritmos podem ser usados para a resolução de problemas multiníveis (dois ou mais níveis), como é o caso Lorca e Sun (2015), Conejo *et al.* (2016), ou ainda recorrendo a *Toolbox* de otimização do Matlab para o uso da função *fminimax*, o qual é descrito com maiores detalhes no Capítulo 4.

2.2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO HIDRO-TERMO-EÓLICA

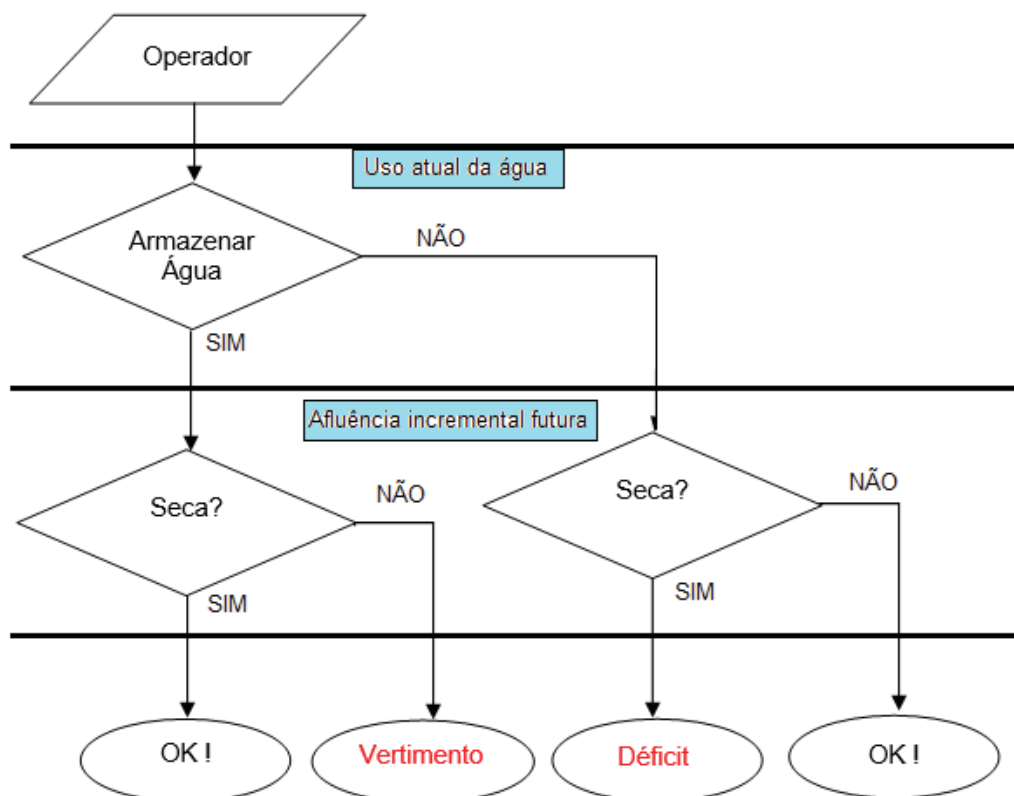
O problema do planejamento hidro-termo-eólico tem como objetivo a minimização dos custos operacionais (de produção de energia) do sistema elétrico de potência (SEP), de modo a atender a demanda com a energia produzida pelas usinas, num sistema com forte inserção de geração eólica. O problema do planejamento hidro-termo-eólico apresenta algumas semelhanças com o planejamento hidrotérmico, sendo que certas considerações devem ser levadas em conta na decisão do despacho das usinas eólicas, uma vez que estas dependem fortemente da velocidade do vento que incide sobre as pás da turbina eólica, além da natureza estocástica do vento e pelo fato de não ser possível armazená-la em um reservatório, na forma de energia primária.

O problema consiste em saber se num determinado período de planejamento, acumula-se a água nos reservatórios das hídricas, atendendo a demanda pelas usinas térmicas e eólicas, o que pode trazer custos relativos ao uso de combustível, resultando em um custo de operação elevado; ou usa-se a água armazenada nos reservatórios para produzir energia e suprir a demanda, resultando em um custo de operação baixo. Segundo Silva (2014), esta decisão tem consequências futuras pois evitam-se despesas com combustível, por um lado, mas pode-se incorrer a um risco de indisponibilidade de energia hídrica do futuro, o que pode causar déficit de energia elétrica.

Por ter custo operacional elevado, sempre que possível, a energia térmica deve ser usada para complementar a geração (hídrica e eólica) de modo a suprir toda a demanda do sistema. Assim, para minimizar os custos de produção, a utilização dos recursos hídricos deve ser otimizada, uma vez que a energia que gerada depende da afluência e da capacidade de armazenamento dos reservatórios.

O operador do sistema, baseia-se na Figura 2-4 para tomar decisões (SILVA, 2014; FINARDI, 2003).

Figura 2-4 Processo de decisão da operação hidro-termo-eólica



FONTE: Adaptado de FINARDI (2003); SILVA (2014)

A Figura 2-4 mostra que, se o operador do sistema decidir utilizar uma grande quantidade de água no presente para produzir energia elétrica, e no futuro ocorrer uma seca, será necessário efetuar o despacho da geração termelétrica nos períodos futuros, o que representa um custo de operação elevado em relação a operação hidrelétrica, ou ainda, realizar corte de carga para atender a demanda.

Por outro lado, se o operador do sistema decidir por armazenar mais água no presente para uso futuro e ocorrer grandes aflúências, ele deverá tomar a decisão de verter grandes volumes de água do reservatório da usina hidrelétrica, implicando num desperdício de energia potencial armazenada.

A geração hidráulica em um dado período de planejamento depende do volume de água armazenada e da vazão hídrica do curso de água. Em um mesmo curso de água pode haver várias usinas em cascata (geradores a montante e/ou a jusante no mesmo curso de água da usina em causa). Em usinas hidrelétricas em cascata, a quantidade de água disponível para ser

utilizada na geração de energia é influenciada pelas decisões operacionais aplicadas aos geradores a montante, criando um acoplamento espacial entre as usinas. Da mesma forma, as decisões operacionais tomadas num estágio de planejamento influenciam as decisões operacionais a serem tomadas no futuro, criando um acoplamento temporal no problema de planejamento hidro-termo-eólico. Portanto, o problema hidro-termo-eólico é um problema com acoplamento temporal e espacial.

Uma vez que a produção hídrica depende das afluições naturais e do volume armazenado, e considerando-se ainda que as afluições geralmente não são conhecidas, o problema acaba tornando-se probabilístico em função da impossibilidade de se conhecer perfeitamente as afluições futuras dos cursos de água.

Devido à existência de várias bacias interligadas em cascata e a necessidade de avaliação do uso das reservas de água nos anos futuros, faz-se necessário o emprego de um período longo de estudo, o que faz com que o problema de planejamento da operação seja de grande porte, exigindo a utilização de uma otimização multiestágio para racionalizar o uso dos recursos hídricos existentes.

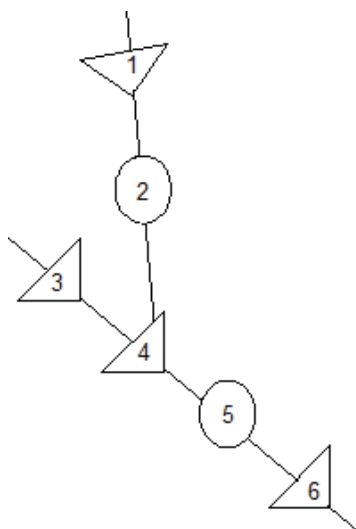
Segundo Borges *et al.* (2011) é necessário efetuar o planejamento em diferentes horizontes de estudo, com discretização distinta, que correspondem a diferentes tipos de análises do desempenho do sistema, tais como: efeitos de longo prazo (possibilidade de déficit futuro, valor esperado de gerações térmicas no futuro e outros), efeitos de médio prazo (contratos anuais para suprimento de energia e demanda entre empresas do sistema, programação de manutenção futura e outros) e efeitos de curto prazo (controle de cheias, restrições de segurança futuras e outros). Dessa forma, as complexidades associadas ao problema da operação não podem ser acomodadas por um único modelo matemático, devendo efetuar a utilização de cadeias de modelos com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhes.

Devido ao seu grande porte e complexidade, o problema de planejamento da operação geralmente é dividido em diversas etapas. Em cada

etapa são utilizados modelos com diferentes graus de detalhamento na representação do sistema, e discretização apropriada para cada etapa.

No problema do planejamento hidro-termo-eólico, existem vários reservatórios (como ilustrado a Figura 2-5) conectados em cascata (acoplamento espacial), onde sua operação deve ser coordenada, de modo que uma ação tomada num reservatório (no presente) pode impactar nas ações a serem tomadas no mesmo reservatório ou em reservatórios a jusante no futuro (acoplamento temporal). Uma vez que as afluições têm natureza estocástica e sendo necessário fazer um planejamento multi-período (para observar os efeitos em todos os estágios de planejamento), o problema torna-se de programação estocástica multi-estágio, no qual o objetivo é determinar a quantidade de geração hídrica, eólica e térmica, atendendo às restrições operativas e de segurança do sistema, visando minimizar o custo total de operação, o qual consiste no custo de operação no estágio atual e nos estágios futuros.

Figura 2-5 Representação das usinas em cascata



FONTE: adaptado de SILVA (2014)

2.3 PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO COM PENETRAÇÃO DE EÓLICAS

As fontes renováveis de energia são aquelas capazes de fornecer energia através da utilização de fontes naturais que possuem a capacidade de

regeneração (renovação), tais como energia solar, eólica, hidráulica, biomassa, geotérmica e maré motriz.

Por ser renovável, a energia eólica é atraente pelo fato de constituir uma forma de energia limpa. Isto é, não emite gases poluentes (como por exemplo CO₂) resultantes do processo de produção de energia. A inserção da geração eólica permite gerar energia de forma descentralizada e distribuída, diminuindo os custos de implantação e de transmissão. Assim, essas fontes facilitam o acesso à energia em regiões isoladas e aumentam, em alguns casos, o desempenho do sistema elétrico de potência (SEP), uma vez que a utilização de longas linhas de transmissão pode ser dispensada.

Com a crescente penetração da energia eólica no mundo, há necessidade de incorporar essa fonte de energia nos estudos de planejamento de SEP. A incorporação da fonte de energia eólica no problema de planejamento de operação de SEP faz com que a complexidade do problema aumente. Contudo, a grande variação na geração eólica é um fator muito importante na tomada de decisão relacionada ao planejamento energético.

O modelo de planejamento de operação proposto por Fortunato *et al.* (1990) representa as restrições físicas e operativas associadas ao problema, dentre as quais destacam-se:

- a) Equação de balanço da água;
- b) Limites de turbinamento;
- c) Defluência mínima;
- d) Armazenamento máximo e mínimo;
- e) Atendimento à demanda;
- f) Desvio de água para irrigação;
- g) Produção de energia.

A restrição (g) tem como objetivo determinar a energia a ser gerada por uma usina hidrelétrica em função da vazão turbinada e do volume armazenado. Esta energia depende da função produtibilidade de cada usina, uma função não linear dependente da queda d'água. Por simplificação, neste trabalho, esta produtibilidade será considerada constante.

As turbinas eólicas também possuem um parâmetro semelhante à produtividade, chamado de coeficiente de potência, que pode ser estimado ou calculado para uma turbina eólica com base na eficiência da conversão eólica em energia eletromecânica (RICOSTI, 2011).

2.4 DEMANDA DE ENERGIA, VELOCIDADE DE VENTO E AFLUÊNCIAS FUTURAS

2.4.1 DEMANDA DE ENERGIA DO SISTEMA

A demanda de energia elétrica do sistema consiste na carga que deve ser atendida pela geração de energia. Tratando-se de um modelo de médio prazo, a discretização do problema é mensal, isto é, a carga é expressa através da energia fornecida pelo parque gerador ao sistema ao longo de um mês, na unidade MW médio/mês, o que corresponde à média da toda energia mensal em MWh.

Segundo Silva (2014), é necessário, por vezes, conhecer com maior detalhe a contribuição da geração à carga própria de acordo com os ciclos diários da carga ao longo do mês, agrupando as cargas distribuídas em torno de níveis semelhantes, denominados patamares de carga, e efetuar o balanço de carga em cada patamar. Dessa forma, as cargas podem ser distribuídas em três patamares: leve, média e pesada, sendo que cada patamar tem um tempo de duração no dia e, conseqüentemente no período de planejamento pretendido. Por outro lado, em períodos longos de planejamento, como um ano ou mais, usa-se discretização mensal com a média mensal de energia consumida.

Em problemas de planejamento de médio prazo, normalmente faz-se a pré-avaliação de modo a descontar na demanda algum tipo de geração, como a das pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), geração mínima das usinas térmicas, e usinas submotorizadas, pois esta geração não influencia o processo de decisão no planejamento da operação.

2.4.2 AFLUÊNCIAS FUTURAS

A disponibilidade da água nas plantas hidrelétricas impacta no problema de despacho hidrotérmico e, portanto, é fundamental efetuar a previsão das afluições incrementais (futuras).

Sabendo a disponibilidade de água que está no reservatório e a afluição incremental, é possível determinar o montante a ser produzido por cada usina hidrelétrica. A afluição natural é a média de água que chega ao reservatório das usinas por unidade de tempo. Essa afluição depende de fatores que são descritos na sequência (SILVA, 2014):

- a) Declividade da bacia hidrográfica, que influencia na velocidade da água;
- b) Evaporação;
- c) Infiltração;
- d) Precipitação e,
- e) Percolação.

Dessa forma, qualquer mudança nas condições climáticas ou nas condições de uso do solo afetam estas características e, conseqüentemente, a afluição natural. Segundo Silva (2014), o método adotado atualmente no Brasil para medir as afluições naturais utiliza dados de estações fluviométricas, que medem o nível da água.

2.4.3 DADOS DE VENTO

A energia eólica tornou-se uma importante fonte de produção de energia, principalmente quando comparada a outras formas de geração de energia elétrica (térmicas) pelo seu custo de produção quase nulo. Embora a energia primária (vento) tenha um custo nulo, alguns autores (MORAES *et al.*, 2017) referem-se às eólicas como tendo um custo de produção (implícito) devido a necessidade de alocação da reserva girante.

A potência convertida por uma turbina eólica pode ser expressa através da equação:

$$Pe_{it} = K \cdot \rho_{it} \cdot \eta_{it}^e \cdot A_{it} \cdot u_{it}^3 \quad (2-14)$$

A potência gerada é altamente dependente da velocidade do vento. Por exemplo, se a velocidade do vento duplica de valor, a potência da turbina eólica aumenta 8 vezes; e se a velocidade do vento diminuir pela metade, a potência gerada reduz para 1/8 do seu valor anterior. Daí a importância da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento predominantemente constante como forma de obter sucesso econômico dos projetos de energia eólica.

Segundo Silva (2014), quanto mais baixa a temperatura, há mais concentração das moléculas de ar em um mesmo volume. Por isso, o potencial eólico é maior quando a densidade do ar é maior, isto é, quando está mais frio.

Os dados históricos de velocidade do vento para a planta eólica considerada neste trabalho estão disponíveis em base mensal, de Janeiro de 1990 a Janeiro de 2018 e é medida em metros por segundo [m/s] (BDMEP – INMET, 2018).

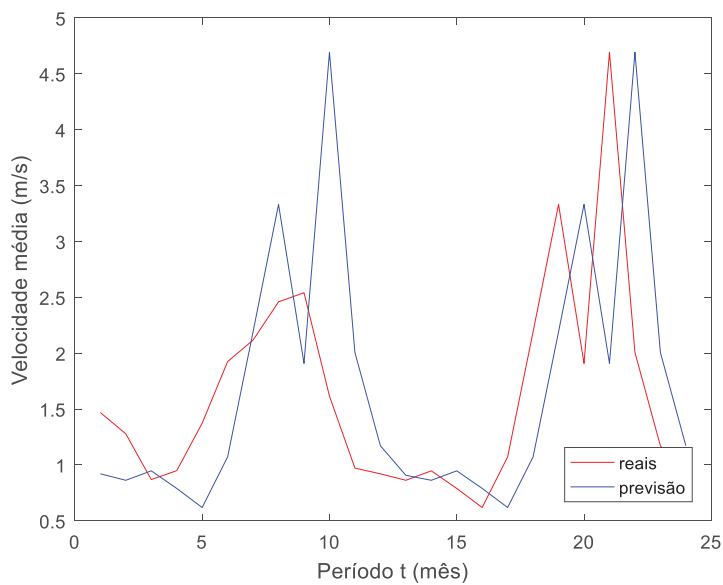
Tendo-se a velocidade do vento e utilizando a equação da produção da energia eólica (2-14), obtém-se as potências médias em MWmed de cada aerogerador. Considerando um parque eólico com mais de um gerador, a potência total será multiplicada pelo número de geradores existentes no parque. Ressalta-se que para isso, os aerogeradores instalados no parque eólico em estudo devem apresentar as mesmas características.

Tal como os dados históricos da afluência incremental, os dados de velocidade do vento são provenientes de previsão e são tratados como dados incertos, sendo modelados como um conjunto de incerteza com um tamanho de incerteza pré-definido.

A Figura 2-6 mostra a previsão da velocidade do vento para os últimos vinte e quatro meses, usando a série histórica de dados de vento. Os dados do vento são da estação meteorológica de Palmas, onde está localizada a usina eólica de Palmas, cujas informações foram extraídas do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa do Instituto de Meteorologia do Brasil (BDMEP – INMET). A linha contínua vermelha mostra a série de velocidades médias registradas e a linha em azul mostra a previsão efetuada para o mesmo período. Para fazer esta previsão foi utilizada a função *Predict2* do Toolbox

TSTOOL que roda em Matlab. Por intermédio da Figura 2-6 pode-se perceber o comportamento do vento sem uma tendência aparente, conseqüentemente pode-se afirmar que a previsão do seu comportamento nem sempre é bem-sucedida.

Figura 2-6- Previsão de dados da velocidade de vento com base no histórico



FONTE: O autor (2018).

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAS DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou as técnicas de otimização sob incertezas, com ênfase para a otimização robusta, destacando a formulação proposta por Soyster (1973), Bertsimas e Sim (2004) e Conejo *et. al.* 2016. Ressalta-se que esta última, foi usada como base para a elaboração desta dissertação. Foram abordados ainda o planejamento hidro-termo-eólico, a estrutura de decisão de operação utilizada por operadores do sistema elétrico, e o acoplamento temporal e espacial que caracterizam o problema de programação hidrotérmica-eólica.

Alguns dos dados usados no planejamento hidro-termo-eólico, como a afluência hídrica, velocidade de vento e a demanda, são provenientes de previsão e não são precisos.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1.1 SELEÇÃO DA BIBLIOGRAFIA

Para a seleção do portfólio bibliográfico, primeiro foram definidos os eixos de pesquisa e a palavra chave em cada eixo. Foram definidos como eixos de pesquisa: 1. Otimização em sistemas elétricos de potência sob incertezas; 2. Geração de energias renováveis. As palavras-chaves para estes eixos de pesquisa são despacho hidrotérmico-eólico e geração eólica. Usando estas palavras-chaves, foi efetuada uma busca de periódicos no *website* Periódicos da CAPES, da qual resultou uma base de dados de artigos científicos dos quais selecionou-se os artigos cujos títulos e resumos estavam alinhados com o tema de pesquisa. Esta seleção foi realizada com base nas métricas presentes no *Google Scholar*, as quais incluem o ano de publicação, o número de citações e o número de citações por ano.

Dentre as bibliografias selecionadas, destacam-se as apresentadas neste capítulo, as quais foram consideradas as mais relevantes para a elaboração do portfólio bibliográfico deste trabalho.

Carneiro (1991) afirma que o planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos visa responder a variadas questões que vão desde a avaliação da geração térmica total necessária, ou do intercâmbio entre subsistemas para os próximos anos, até a determinação de despachos horários com restrições elétricas. A complexidade do problema e os diferentes níveis de incerteza são abordados em seu trabalho. A complexidade referida tem a ver com a determinação das metas horárias de geração para cada usina e a exigência de resultados bem mais precisos que satisfaçam as restrições do problema. As incertezas estão relacionadas com os dados das afluências futuras e do mercado de energia que impactam na avaliação do déficit de energia.

Carneiro (1991) também classifica o planejamento da operação em subproblemas, que são definidos de acordo com as características do sistema e a abordagem adotada. Desta forma, o planejamento a curto, médio e longo prazo são as principais formas de classificação do planejamento de SEP citadas neste trabalho.

No planejamento de longo prazo deve-se determinar as metas energéticas globais do planejamento, tais como o valor esperado de geração térmica envolvida, a previsão de intercâmbio entre os subsistemas, e a avaliação dos riscos de déficit através de uma avaliação plurianual de reservatórios hidráulicos. Desta forma, no planejamento de médio e curto prazo há mais detalhamento do sistema e o nível de incerteza diminui: o médio prazo determina as metas de geração individuais de cada usina hidroelétrica, preocupando-se com a determinação da decisão operativa de cada usina a cada intervalo do período de planejamento; já o curto prazo procura determinar as decisões de operação diárias incluindo as restrições elétricas do sistema. Horizontes menores que vão desde uma hora até um dia são considerados no planejamento de operação diária (pré-despacho ou *unit commitment* em inglês) no qual, dentre outros objetivos, determina-se a alocação as unidades geradoras (quais unidades estão ligadas a cada hora do dia seguinte).

Em sistemas predominantemente hidrelétricos, como é o caso do sistema brasileiro, o fornecimento da energia primária é provido diretamente pela natureza, irregularidade das vazões nos rios e não permite que se conheçam exatamente as disponibilidades futuras de energia.

Arce, Ohishi e Soares (2002) apresentam o despacho ótimo de unidades geradoras da hidrelétrica de Itaipu, a maior usina hidrelétrica do mundo em operação (a maior em capacidade até ao ano 2012). Itaipu é uma usina hidrelétrica localizada no rio Paraná, na América do Sul, que em 2002 era composta por 18 unidades geradoras idênticas de 700 MW totalizando a potência instalada de 12,6 GW. Atualmente, possui 20 unidades e uma capacidade instalada de 14 GW. Os autores propõem um modelo de programação dinâmica para otimizar o número de unidades geradoras em operação a cada hora do dia, a fim de atingir a programação total de geração da planta da maneira mais econômica possível.

O modelo destaca a interação entre as unidades geradoras que influencia na eficiência de geração de energia hidrelétrica, levando em conta as variações na elevação da queda útil, as perdas na comporta do conduto forçado e a eficiência de cada um dos geradores. A metodologia foi testada e os

resultados mostram que o número de grupos turbo-geradores despachados tem uma grande influência na eficiência geral da usina e, portanto, é um aspecto chave a ser considerado no despacho de unidades geradoras hidrelétricas. No caso de Itaipu, os benefícios econômicos, em termos de maior eficiência energética em relação à operação real, estão na faixa de milhões de dólares por ano.

Finardi (2003) apresenta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica e destaca as características matemáticas que determinam que o problema correspondente seja solucionado de forma aproximada a partir de três outros problemas: planejamento da operação de médio prazo e de curto prazo, e a programação da operação energética.

Neste trabalho, o autor propõe uma modelagem detalhada da função de produção das unidades hidrelétricas, que leva em consideração as não-linearidades presentes na cota a jusante, perdas hidráulicas, rendimentos do grupo turbina-gerador e, adicionalmente, a existência de múltiplos estados operativos relacionados com as zonas proibidas de operação. O problema resultante é de natureza não-linear, inteira-mista e de grande porte. Para solucionar, usam-se diversas técnicas de programação matemática que decompõem o problema original em uma série de subproblemas mais simples de serem solucionados. Uma configuração hidrelétrica realista é utilizada para ilustrar o desempenho da estratégia de solução proposta, aplicada ao problema hidrelétrico, onde as viabilidades conceituais e prática do modelo proposto podem ser comprovadas a partir da qualidade das soluções e dos tempos de processamento observados.

Com este trabalho o autor fornece uma contribuição para os aspectos ligados a formulação e solução do modelo da programação da operação, onde a modelagem do sistema hidrelétrico recebe atenção especial devido à predominância desse recurso no sistema brasileiro.

Finardi, da Silva e Sagastizábal (2005) apresentam o despacho ótimo de usinas hidrelétricas em um sistema hidrotérmico interconectado. Este problema, de extrema importância para sistemas de energia em larga escala com uma alta

proporção de geração hidráulica, requer uma descrição detalhada da chamada função de produção da unidade hidrelétrica. No modelo proposto pelos autores, relaciona-se a quantidade de energia hidrelétrica gerada com os níveis de fuga não lineares, levando em conta as perdas hidráulicas, eficiências de turbinas e geradores, bem como múltiplos estados binários associados a zonas de operação proibidas. As zonas proibidas são cruciais para evitar fenômenos que degradam a usina, como vibrações mecânicas na turbina, cavitação e baixos níveis de eficiência. A minimização dos custos operacionais, sujeitos a restrições tão detalhadas, resulta em um problema de programação não-linear inteira mista de larga escala. A solução é feita por meio da Relaxação Lagrangeana (RL) e o problema original é dividido em uma sequência de subproblemas menores e fáceis de resolver, coordenados por um programa mestre. A validação dos resultados é feita com base em uma configuração hidrelétrica real extraída da sub-região sul do sistema hidrotérmico brasileiro.

Em Takigawa, Finardi e da Silva (2010) é proposta uma estratégia de decomposição baseada na RL, a qual é aplicada no problema de despacho hidrotérmico de curto prazo. O objetivo do problema é otimizar a produção de energia elétrica, considerando um horizonte de planejamento de curto prazo. Na formulação proposta, as usinas hidrelétricas e térmicas devem ser coordenadas para satisfazer a demanda de eletricidade ao custo mínimo e cumprir os padrões de confiabilidade. A modelagem matemática, resulta em um problema de otimização não linear inteira mista, determinística. O problema dual resultante é separável como resultado da aplicação da técnica *splitting*. O objetivo do estudo realizado pelos autores é analisar a estratégia de decomposição e a qualidade da solução produzida pela RL.

Rodrigues *et al.* (2011) apresentam o problema de programação hidrotérmica de curto prazo de sistemas de energia, o que resulta em um problema de programação não-linear inteira mista de larga escala. O objetivo consiste em minimizar o custo de operação em um horizonte de dois dias com uma discretização de uma hora. A estratégia encontrada para resolver este problema foi a RL e, dado que este método geralmente não consegue encontrar

uma solução viável, os autores usaram o método do Lagrangeano Aumentado inexato para melhorar a qualidade da solução fornecida pela RL.

A avaliação do modelo proposto utiliza uma configuração hidrotérmica extraída do sistema elétrico brasileiro e através da qual comprovam a viabilidade conceitual e prática do algoritmo proposto. De forma sintetizada, o trabalho faz uma modelagem detalhada e compatível para os problemas descritos e apresenta uma estratégia de decomposição adequada. O modelo é capaz de encontrar soluções práticas e com baixo custo computacional.

Bertsimas, Brown e Caramanis (2011) apresentam uma abordagem teórica e aplicada em otimização robusta (OR), focando seus estudos na atratividade computacional dessa abordagem, bem como na ampla aplicabilidade da metodologia. O trabalho está voltado em pesquisar não só resultados teóricos proeminentes de OR, mas também apresenta alguns resultados recentes que ligam OR a modelos adaptáveis para problemas de tomada de decisão em vários estágios. O autor ressalta ainda a aplicação de OR em um amplo espectro de domínios, incluindo finanças, estatística, aprendizado e diversas áreas da engenharia, como a elétrica.

Em Zhao e Zeng (2012) é apresentada uma estratégia de resposta à demanda e a adesão a energia renovável como medidas a serem adotadas para melhorar a eficiência de geração de energia e reduzir a emissão de gases de efeito estufa. No entanto, a incerteza, somada a natureza intermitente da geração nos parques eólicos e a complexidade do gerenciamento pelo lado da demanda, são os desafios apontados pelos autores deste trabalho. É investigado analiticamente como integrar a resposta a demanda, e energia eólica, aos geradores de combustíveis fósseis, com objetivo de minimizar o custo de geração e aproveitar totalmente a energia eólica com a demanda gerenciada para reduzir as emissões de gases do efeito estufa.

A estratégia usada pelos autores deste trabalho é primeiro construir o modelo robusto de pré-despacho (*unit commitment*) de dois estágios para obter a programação dos geradores com alguns dias de antecedência, nos quais a incerteza do vento é modelada por um conjunto de incertezas poliédricas. Por fim estende-se o modelo proposto para incluir a estratégia de resposta a

demanda, de modo que os níveis de preços e os cronogramas dos geradores sejam calculados para o dia seguinte, sendo realizada uma análise comparativa do algoritmo proposto com o método clássico de decomposição de Benders.

Ramos *et al.* (2012) apresentam um modelo de despacho hidrotérmico considerando usinas individualizadas, onde aplicam métodos de otimização baseados em programação não linear. Desta forma considera-se funções de custo futuro (as usinas hidrelétricas) geradas por um modelo de decisão estratégica baseado em programação dinâmica. O modelo proposto considera diversos cenários históricos de aflúncias hidrológicas às usinas hidrelétricas, os quais são simulados para um horizonte de planejamento da operação de médio ou longo prazo. Os resultados obtidos através do modelo proposto, denominado modelo individualizado de usinas hidráulicas, são comparados com os resultados obtidos a partir da utilização do modelo adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS).

A estratégia de resolução do problema foi desacoplar em estágios mensais, através da utilização de funções de custo futuro obtidas por meio de um modelo de decisão estratégica. Estas funções foram geradas pelo modelo NEWAVE, e os autores realçam que outros modelos de decisão estratégicas poderiam ser utilizadas. Para tal, foi utilizada uma modelagem não linear do problema que leva em consideração todas as restrições físicas e operacionais do sistema, entre elas destacam-se:

- a) Representação da não-linearidade da produtividade das usinas através dos polinômios de cota jusante – vazão difluente e cota a montante – volume armazenado;
- b) Utilização da função sigmóide na representação dos polinômios da cota a jusante, o que permitiu uma melhor performance do modelo de otimização;
- c) Representação da restrição de volume mínimo para o vertimento de modo a considerar-se a altura da cota do vertedouro;
- d) Consideração da defluência mínima das usinas hidrelétricas;

- e) Acoplamento em um único problema de otimização do despacho mensal das usinas individualizadas com funções de custo futuro baseadas em subsistemas equivalentes;
- f) Consideração do volume evaporado e perdas hidráulicas.

Zeng e Zhao (2013) apresentam um algoritmo de geração de colunas e restrições para resolver problemas de otimização robusta de dois estágios aplicado a um problema de transporte. Neste trabalho, os autores fazem uma comparação com os métodos de plano de corte existentes, no estilo de Benders. O algoritmo de geração de colunas e restrições é um procedimento geral com uma abordagem unificada para lidar com a otimização e a viabilidade. Tendo sido realizado um estudo sistemático em um grande conjunto de variáveis aleatórias, para observar seu desempenho geral, observou-se que ao contrário do tempo computacional, o número das iterações no algoritmo proposto são insensíveis ao tamanho dos problemas.

Silva *et al.* (2014) apresenta um modelo computacional capaz de efetuar o despacho econômico de geração em um sistema hidro dominante com usinas hidrelétricas, térmicas e forte inserção das eólicas. O algoritmo proposto pelos autores é baseado na classe de algoritmos de decomposição baseados em amostragem usados para resolver problemas de otimização estocástica de vários estágios em larga escala. A simulação apresenta o caso brasileiro como o caso de estudo e apresenta os resultados sobre os efeitos da energia eólica no despacho da geração.

Em Lorca e Sun (2015) são mostrados os benefícios da energia eólica como um recurso de energia renovável e que não tem impactos negativos ao meio ambiente, o que levou a uma crescente penetração da energia eólica nos sistemas de energia atuais. A tendência de elevada inserção da energia eólica começou a reformular os paradigmas das operações do sistema de energia, uma vez que lidar com a incerteza causada pela energia eólica altamente intermitente e incerta se torna uma questão significativa e nova no setor de operação de SEP. Desta forma apresenta-se uma nova abordagem utilizando a otimização robusta adaptativa para o despacho econômico de sistemas de potência com alto nível de penetração da geração eólica. A formulação é multiperíodo e introduz o

conceito de modelos dinâmicos de incerteza. As simulações computacionais, que usam dados de vento reais, mostram os benefícios da nova abordagem em relação ao custo e confiabilidade em relação aos modelos de otimização robusta existentes. Aqui conclui-se que o modelo adaptativo robusto de dois estágios é uma estrutura de tomada de decisão em que são usadas as incertezas dinâmicas para explicitar as relações entre incertezas nos estágios de decisão e capturam as correlações temporais e espaciais de potência eólica em múltiplos parques eólicos, melhorando de forma significativa a eficiência e a confiabilidade do sistema. O modelo robusto proposto oferece uma fronteira de Pareto do custo operacional e da confiabilidade fornecendo uma diretriz informativa para a escolha de parâmetros do conjunto de incerteza e pontos operacionais do sistema.

Queiroz (2016) apresenta em seu trabalho uma visão geral sobre o problema de programação hidrotérmica, no qual destaca a necessidade de programar as unidades geradoras em um sistema hidrotérmico, ao longo de um horizonte de tempo para suprir a demanda do sistema. Em seu trabalho, o autor modela o problema de operação hidrotérmica de modo a minimizar os custos operacionais (de combustível), atendendo a demanda e os possíveis cortes de carga. Aqui destaca-se a necessidade de considerar o impacto das incertezas da afluência no processo de tomada de decisão do problema de programação hidrotérmica em um sistema em cascata onde as decisões à montante interferem nas decisões operativas. Por fim, apresenta os principais trabalhos publicados na programação estocástica e que frequentemente formulam a programação hidrotérmica através da programação estocástica de múltiplos estágios.

Moraes *et al.* (2017) faz uma abordagem dos benefícios da energia eólica num contexto da diversificação da matriz energética mundial em busca de fontes renováveis. No entanto, a incerteza da geração e a intermitência, pelo fato de depender intrinsicamente do vento e este ser muito variável no tempo, aumenta os desafios na operação, visto que ao despachar energia proveniente de uma usina eólica, deve-se garantir uma reserva girante, caso haja variação brusca de velocidade do vento, impedindo a ocorrência da perda de carga. Assim, o trabalho faz a alocação de reserva girante em usinas térmicas e hídricas

para suprir eventuais perdas na geração eólica, aumentando o custo operacional do sistema. A modelagem aloca a reserva girante atendendo as restrições operacionais do sistema (limites de geração), e do fluxo de potência em linhas de transmissão, que permitem o intercâmbio de energia entre os subsistemas. A modelagem e os testes feitos no subsistema sul do SIN, permitem a alocação da reserva em diversas condições hidrológicas e sob congestionamento das linhas de intercâmbio, usando o fluxo de potência ótimo não linear e multiperíodo.

Em Attarha, Amjady e Conejo (2018) é proposto um modelo adaptativo robusto de fluxo de potência ótimo CA de três níveis min-max-min, que incorpora unidades de geração eólica. Aqui, a geração da energia eólica e a demanda do sistema, são modelados em intervalos limitados formando um conjunto de incerteza poliédrica, usando o modelo robusto para capturar qualquer realização de parâmetros incertos (produção de energia eólica e demanda do sistema) dentro do conjunto de incertezas. Neste trabalho, os autores controlam a robustez das soluções através de um parâmetro denominado *budget* de incerteza. A solução encontrada para resolver o modelo proposto é uma estratégia de decomposição baseada em cortes primais e duais, uma vez que não é solucionável por nenhum pacote de otimização pronto para o uso. Assim, o custo computacional do problema é reduzido através de uma proposta de inicialização. O modelo proposto e a abordagem da solução foram testados usando os sistemas teste IEEE 300 barras e o sistema polonês de 2746 barras, no qual constatou-se que a robustez do modelo pode ser controlada através do *budget* de incerteza. Valores maiores de *budgets* significam considerar maiores intervalos de desvio para os parâmetros incertos, o que leva a um estado de operação mais flexível, mas o custo de operação torna-se alto. Demonstrou-se que usar as equações do fluxo de potência não linear pode aumentar o peso computacional e a função objetivo. Constatou-se ainda, que considerar uma função objetivo mais precisa, através de aproximação linear por partes no problema do segundo nível, permite obter as realizações de incerteza comparativamente piores, as quais levam o estado de operação mais robusto a um alto custo.

A Tabela 3-1 mostra o resumo das principais obras sobre o planejamento da operação hidro-termo-eólica, indicando alguns dos principais temas sobre os quais recai a contribuição deste trabalho.

Tabela 3-1 Resumo das principais bibliografias revisadas no despacho hidro-termo-eólico sob incertezas

	D. Hidrotérmico	D. Termo eólico	D. Hidrotérmico Eólico	Rede AC	Rede DC	Otimização Robusta			Programação estocástica	Multistágio	Multiobjetivo
						Incerteza na eólica	Incerteza demanda	Incerteza na hídrica			
PROPOSTA											
Carneiro (1991)											
Pereira e Pinto (1991)											
Arce, Ohishi e Soares (2002)											
Finardi (2003)											
Finardi, da Silva e Sagastizábal (2005)											
Bertismas e Sim (2004)											
Takigawa, Finardi e Silva (2010)											
Zhao e Zeng (2012)											
Zeng e Zhao (2013)											
Silva <i>et al.</i> (2014)											
Lorca e Sun (2015)											
Alem e Morabito, (2015)											
Conejo <i>et al.</i> (2016)											
Queiroz (2016)											
Moraes <i>et al.</i> (2017)											
Amjady <i>et al.</i> (2017)											
Attarha, Amjady e Conejo (2018)											

FONTE:O autor (2019).

Legenda:

- Proposto nesta dissertação
- Abordado nos trabalhos citados
- Trabalhos que abordam otimização robusta em outras áreas de conhecimento, ex. engenharia de produção (ALEM e MORABITO, 2015) ou em problemas de *unit commitment* (ZHAO e ZENG, 2012; LORCA e SUN, 2015).

A Tabela 3-1 mostra os principais tópicos abordados nesta dissertação (sombreado em azul), os abordados nas referências consultadas (sombreado em cinza) e alguns trabalhos usados como referência que abordam otimização robusta aplicada em outras áreas de conhecimento, que não seja engenharia elétrica, (sombreado em amarelo).

A principal contribuição do trabalho proposto é a modelagem de incertezas da geração hidrelétrica usando a otimização robusta no problema de planejamento hidrotérmico com forte inserção de geração eólica.

3.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O Capítulo 3 abordou a técnica utilizada para a seleção da bibliografia usada neste trabalho, e na sequência apresentou os artigos considerados no portfólio bibliográfico da dissertação. Dentre as referências utilizadas neste trabalho, vale destacar a descrita na Tabela 3-1, a qual apresenta a proposta de trabalho a ser desenvolvido nesta dissertação, além de alguns dos trabalhos já desenvolvidos. Através da Tabela 3-1 é possível constatar ainda que poucos trabalhos lidam com o despacho hidro-termo-eólico considerando incertezas na geração e demanda, usando a otimização robusta, com foco em sistemas predominantemente hidrelétricos e com forte inserção de geração eólica.

Ao longo da revisão da literatura não foram encontrados trabalhos que integrassem o despacho hidrotérmico com a inserção da geração eólica, onde incertezas da geração eólica e hídrica foram modeladas usando a otimização robusta. Assim, este trabalho propõe a inserção da geração eólica no despacho hidrotérmico, com maior destaque para a modelagem de incertezas da geração hídrica usando a otimização robusta.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais e a metodologia proposta nesta dissertação de mestrado.

4.1 MÉTODOS

4.1.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A metodologia proposta baseia-se em despacho hidro-termo-eólico de médio prazo (FINARDI, 2003; TAKIGAWA, 2010; ANDRIOLO, 2014; SILVA, 2014) considerando as incertezas da geração e da demanda, usando a otimização robusta (CONEJO *et al.*, 2016; LORCA, 2013; ALEM e MORABITO, 2015; BERTISMAS e SIM, 2004). Devido à complexidade do problema de operação deste tipo de sistema, a incerteza na geração será considerada para as usinas hidrelétricas e usinas eólicas. As incertezas na geração da potência hídrica são decorrentes das vazões afluentes futuras, as quais são previstas, enquanto na potência eólica as incertezas são resultantes da velocidade de vento que incide sobre as pás das turbinas. Alguns aspectos são levados em consideração tais como usar o rendimento médio ao invés da função produtividade na equação da produção de energia elétrica. Questões como função de custo futuro (das hidrelétricas), custo de partida (das térmicas), custo da alocação da reserva girante (da eólica) não são abordadas neste trabalho, ficando como sugestão para estudo em trabalhos posteriores.

Para representar a dependência intertemporal e espacial da geração hídrica são consideradas usinas em cascata, com ou sem armazenamento. A rede de transmissão é considerada segundo o modelo linearizado.

4.1.2 SISTEMA HIDRELÉTRICO

Na operação de um reservatório há uma conservação de massa da água. Desta forma o volume de um reservatório, no final de um período de planejamento é igual ao volume no início do período somado à vazão afluente, subtraindo a vazão defluente.

- Balanço hídrico:

$$V_{r,t+1} = V_{r,t} - c(Q_{r,t} + s_{r,t} - af_{r,t}) + \sum_{m \in \Omega_r^{mont}} c(Q_{m,t} + s_{m,t}) \quad \forall r, \forall t \quad (4.1)$$

-Meta de volume ao final do horizonte de planejamento:

$$V_{r,T} \geq \alpha(\bar{V}_r) \quad \forall r \quad (4.2)$$

Onde:

r, m – Índices que indicam o número do reservatório;

t – Período de planejamento: $t = 1, \dots, T$;

$V_{r,t}$ – Volume do reservatório r no período t em [hm³/mês];

$V_{r,t+1}$ – Volume do reservatório r no período $t + 1$ em [hm³/mês];

$V_{r,T}$ – Volume do reservatório no período T em [hm³/mês];

$Q_{r,t}$ – Vazão turbinada no reservatório r em [m³/s];

$af_{r,t}$ – Vazão afluente no reservatório r no período t ;

$s_{r,t}$ – Vazão vertida na usina (do reservatório) r no período t ;

Ω_r^{mont} – Conjunto dos reservatórios imediatamente à montante do reservatório r

c – Constante utilizada para converter vazão [m³/s] em volume no período de um mês [hm³ /mês], $c = 2,628$;

α – Meta da porcentagem de volume máximo do reservatório. Esta assegura que permaneça armazenado um volume meta apropriado, visando o custo de oportunidade água no futuro. Segundo Andriolo (2014), α pode ser definido de acordo com o horizonte de planejamento, conforme este termine em período úmido ou seco. O período úmido corresponde aos meses de alta precipitação (Dezembro à Abril); o período seco corresponde aos meses de baixa precipitação (Maio à Novembro). Assim, deseja-se que ao final do período de planejamento o reservatório não esteja vazio, podendo estar próximo do seu

volume mínimo caso o período posterior for úmido, ou próximo do seu volume máximo caso o período posterior for seco.

$$Q_{r,t} = \sum_{n=1}^N q_{n,r,t} \quad \forall r, \forall t \quad (4.3)$$

$n = 1, \dots, N$ – Índice do grupo turbina-gerador das unidades geradoras hidrelétricas, na usina r , no período t ;

N – Número total de grupos turbina-gerador em operação na usina r no período t ;

q_{nrt} – Vazão turbinada do grupo turbina-gerador n [m^3/s], referente ao reservatório r , no período t .

4.1.2.1 Função de produção hidrelétrica

$$ph_{r,t} = 10^{-6} g \cdot \eta_{r,t}^{med} \cdot \rho \cdot \sum_{n=1}^N (hl_{n,r,t} \cdot q_{n,r,t}) \quad \forall r, \forall t \quad (4.4)$$

$$hl_{n,r,t} = hb_{r,t} - p_{hd\ n,r,t} \quad \forall n, \forall r, \forall t \quad (4.5)$$

$$p_{hd\ n,r,t} = k_{n,r} \cdot q_{n,r,t}^2 \quad \forall n, \forall r, \forall t \quad (4.6)$$

$$hb_{r,t} = hm(V^{med})_{r,t} - hj(Q)_{r,t} \quad \forall r, \forall t \quad (4.7)$$

$$hm(V^{med})_{r,t} = a_0 + a_1 V_{r,t}^{med} + a_2 (V_{r,t}^{med})^2 + a_3 (V_{r,t}^{med})^3 + a_4 (V_{r,t}^{med})^4 \quad \forall r, \forall t \quad (4.8)$$

$$hj(Q)_{r,t} = b_0 + b_1 Q_{r,t} + b_2 (Q_{r,t})^2 + b_3 (Q_{r,t})^3 + b_4 (Q_{r,t})^4 \quad \forall r, \forall t \quad (4.9)$$

$$V_{r,t}^{med} = (V_{r,t} + V_{r,t+1})/2 \quad \forall r, \forall t \quad (4.10)$$

Onde:

ph_{rt} – Geração hidroelétrica da usina associada ao reservatório r no período t [MWmed];

g – Aceleração de gravidade (9,81 m/s^2);

ρ – Densidade da água (1000 kg/m^3);

η_{rt}^{med} – Rendimento médio do conjunto gerador-turbina r no período t ;

$hl_{n,rt}$ – Altura líquida do grupo turbina-gerador n , associada ao reservatório r no período t em [m];

$hm(V^{med})_{rt}$ – Altura da cota montante do reservatório r no período t em [m];

$hj(Q)_{r,t}$ – Altura da cota jusante do reservatório r no período t em [m];

$hb_{r,t}$ – Altura bruta em metros, do reservatório r no período t em [m];

V_{rt}^{med} – Volume médio do reservatório r no período t [$\text{hm}^3/\text{mês}$];

$p_{hd\ n,r,t}$ – Perdas hidráulicas (função da vazão turbinada) do grupo turbina-gerador n , associada ao reservatório r no período t , em [m];

$k_{n,r}$ – Coeficiente de perdas hidráulicas: constante característica do conduto forçado do grupo turbina-gerador n , associado ao reservatório r expresso em [s^2/m^5]; neste trabalho, a perda hidráulica é expressa como sendo proporcional ao quadrado da vazão turbinada na unidade geradora. No entanto, conforme Andriolo (2014) essa perda depende, dentre outros fatores, das características construtivas dos condutos e pode ser uma variável em função da altura ou em função da vazão;

$a_0 \dots a_4$ – Coeficientes do polinômio de cota montante, em que a_0 é o termo independente;

$b_0 \dots b_4$ – Coeficientes do polinômio de cota jusante, em que b_0 é o termo independente.

4.1.2.2 Incerteza na geração hidrelétrica

Tal como comentado no capítulo 2, sobre a modelagem da incerteza das variáveis, a incerteza na geração hidrelétrica reside no nível de geração máxima prevista. Posteriormente, o modelo seleciona a quantidade da geração hidrelétrica para injetar na rede. Esta quantidade é denominada de pior realização da geração hidrelétrica.

$$\tilde{p}h_{r,t} \in [0, \overline{p}h_{r,t}] \quad \forall r, \forall t \quad (4.11)$$

$$\frac{\sum_r(\overline{ph}_{r,t} - ph_{r,t})}{\sum_r(\overline{ph}_{r,t})} \leq \Gamma^{ph}; \quad \forall t \quad (4.12)$$

$$0 \leq ph_{r,t} \leq \widetilde{ph}_{r,t}; \quad \forall r, \forall t \quad (4.13)$$

$$0 \leq \widetilde{af}_{r,t} \leq (1 - \Gamma^{ph})af_{r,t} \quad \forall r, \forall t \quad (4.13a)$$

Onde:

$\widetilde{ph}_{r,t}$ – Variável incerta que representa realização da geração hidrelétrica para o pior cenário, na usina associada ao reservatório r no período t em [MWmed];

$\widetilde{af}_{r,t}$ – Variável incerta que representa realização da afluência no pior cenário, na usina associada ao reservatório r no período t em [MWmed];

$ph_{r,t}$ – Geração hidrelétrica da usina associada ao reservatório r no período t em [MWmed];

Γ^{ph} – Tamanho de incerteza (*budget* de incerteza) da produção hidrelétrica. Este parâmetro varia entre 0 e 1. Quando este valor é zero representa o modelo determinístico ou, o melhor cenário da realização da geração hidrelétrica que toma o valor máximo igual a $\overline{ph}_{r,t}$. Quando o valor do *budget* de incerteza é 1 representa o pior cenário de realização da geração hidrelétrica que poderá tomar valores nulos (caso extremo);

$\overline{ph}_{r,t}$ – Produção hidrelétrica máxima registrada (ou prevista) na usina associada ao reservatório r no período t em [MWmédio/mês].

4.1.3 SISTEMA TERMOELÉTRICO

Não foi considerada incerteza na produção termelétrica, pois esta geração, geralmente não possui fontes de incerteza se comparado às das fontes renováveis. Assim sendo, a produção termelétrica é modelada como determinística.

4.1.3.1 Função de custo de produção da usina termelétrica

$$C_{k(Pt)} = C_0 + C_1Pt_{kt} + C_2(Pt_{kt})^2 \quad (4.14)$$

Onde:

C_0 – Coeficiente de custo fixo (\$);

C_1 – Coeficiente de custo linear (\$/MW);

C_2 – Coeficiente de custo quadrático (\$/MW²);

$Pt_{k,t}$ – Geração da usina termelétrica k no período t em [MWmed].

4.1.3.2 Limites operativos da geração termelétrica

$$\underline{Pt}_{kt} \leq Pt_{kt} \leq \overline{Pt}_{kt} \quad (4.15)$$

4.1.4 SISTEMA EÓLICO

A geração eólica é resultante da equação (4.15):

$$pe_{wt} = \frac{1}{2} c_p \cdot \rho_{wt} \cdot \eta_{wt}^e \cdot A_{wt} \cdot u_{wt}^3 \cdot 10^6 \quad (4.16)$$

Onde

pe_{wt} – Geração eólica da usina w no período t em [MWmed];

u_w – Velocidade média do vento que incide na usina eólica w no período t em [m/s];

A_w – Área varrida pelas pás da turbina da usina w no período t em [m²];

ρ_{wt} – Massa específica do ar que incide nas pás da turbina da usina eólica w no período t ;

c_p - Coeficiente aerodinâmico de potência igual a 0,4 (prático) variando com o vento e parâmetros de rotação da turbina (SILVA; 2014);

η_{wt}^e – Eficiência média do conjunto gerador, transmissão mecânica e conversão elétrica varia de aproximadamente 0,93 a 0,98 usina eólica w no período t ; (RICOSTI; 2011).

4.1.4.1 Incerteza na geração eólica

Similarmente ao caso da geração hidrelétrica, também será considerada incerteza na geração eólica.

$$\tilde{p}e_{wt} \in [0, \overline{p}e_{wt}] \quad \forall w, \forall t \quad (4.17)$$

$$\frac{\sum_w (\overline{p}e_{wt} - \tilde{p}e_{wt})}{\sum_w \overline{p}e_{wt}} \leq \Gamma^e \quad \forall t \quad (4.18)$$

$$0 \leq p_{e_{w,t}} \leq \tilde{p}e_{w,t} \quad \forall w, \forall t \quad (4.19)$$

Onde:

$\tilde{p}e_{wt}$ – Pior realização da geração eólica na usina w no período t em [MWmed];

Γ^e – Tamanho de incerteza (*budget* de incerteza) da geração eólica;

$\overline{p}e_{wt}$ – Geração eólica máxima registrada (ou prevista) na usina w no período t em [MWmed];

$p_{e_{w,t}}$ – Geração eólica da usina w no período t em [MWmédio/mês].

4.1.5 MODELAGEM DA LINHA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão permite explorar as complementariedades associadas ao regime hidrológico, eólico e as usinas termelétricas. Dessa forma é possível reduzir custos da operação do sistema com a diminuição da geração termelétrica ou do déficit, sempre que houver energia hidrelétrica e eólica em outras regiões do sistema de energia elétrica.

Neste trabalho foi considerado a rede de transmissão na sua formulação linearizada.

$$p_{l,t} = b_l (\theta_{s(l)} - \theta_{e(l)}) \quad \forall l, \forall t \quad (4.20)$$

$$-F_{lmax} \leq p_{l,t} \leq F_{lmax} \quad \forall l, \forall t \quad (4.21)$$

Onde:

$p_{l,t}$ – Fluxo de potência na linha l , no período t em [MW];

b_l – Susceptância da linha l em [p.u.];

$\theta_{s(l)}$ – Ângulo da barra correspondente à saída do fluxo na linha de transmissão l em [radianos];

$\theta_{e(l)}$ – Ângulo da barra correspondente à entrada do fluxo na linha de transmissão l em [radianos];

F_{lmax} – Capacidade da linha de transmissão l em [MW].

4.1.6 MODELAGEM DA INCERTEZA NA DEMANDA

A modelagem da incerteza na demanda difere um pouco da modelagem na geração eólica e hídrica, apresentada nas seções anteriores. Neste caso, a demanda possui uma faixa de variação acima e abaixo da demanda prevista. Isto significa que a pior realização da demanda estará entre um valor mínimo (diferente de zero) e máximo, tal como é apresentado nas equações abaixo.

$$\tilde{D}_{it} \in [\underline{D}_{it}, \bar{D}_{it}] \quad (4.22)$$

$$\frac{\sum_d (\tilde{D}_{i,t} - \underline{D}_{i,t})}{\sum_d (\bar{D}_{i,t} - \underline{D}_{i,t})} \leq \Gamma^D \quad \forall t \quad (4.23)$$

$$\underline{D}_{i,t} \leq D_{i,t} \leq \tilde{D}_{i,t} \quad \forall i, \forall t \quad (4.24)$$

Onde

$\tilde{D}_{i,t}$ – Variável que representa realização da demanda para o pior cenário na barra i no período t em [MWmed];

$D_{i,t}$ – Demanda média na barra i no período t em [MWmed];

$\bar{D}_{i,t}$ – Demanda máxima esperada devido à taxa de variação da demanda β , na barra i no período t em [MWmed];

$$\bar{D}_{i,t} = (1 + \beta) D_{prev_{i,t}} \quad \forall i, \forall t \quad (4.25)$$

$\underline{D}_{i,t}$ – Demanda mínima esperada devido à taxa de variação da demanda β , na barra i no período t em [MWmed];

$$\underline{D}_{i,t} = (1 - \beta)D_{prev_{i,t}} \quad \forall i, \forall t \quad (4.26)$$

Γ^D – Tamanho de incerteza (*budget* de incerteza) na demanda de energia elétrica. Este parâmetro varia entre 0 e 1. Quando este valor é zero representa a realização da demanda para o modelo determinístico e toma o valor de $\underline{D}_{i,t}$; quando este valor for igual a 1, significa que o máximo tamanho de incerteza foi assumido, neste caso é a pior realização da demanda, que toma o valor de $\overline{D}_{i,t}$.

4.1.7 MODELO DETERMINÍSTICO DO DESPACHO HIDRO-TERMO-EÓLICO

A seguir é apresentada a formulação do modelo determinístico do despacho Hidrotérmico-eólico.

Função objetivo:

$$\min f = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \{C_0 + C_1 P t_{k,t} + C_2 (P t_{k,t})^2\} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \{C_{i,t}^{Def} \cdot D_{ef,i,t}\} \quad (4.27)$$

Sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega_i^K} p t_{k,t} + \sum_{r \in \Omega_i^R} p h_{r,t} + \sum_{w \in \Omega_i^W} p e_{w,t} + D_{ef,i,t} - \sum_{l \in \Omega_{i(s)}^L} p_{l,t} + \sum_{l \in \Omega_{i(e)}^L} p_{l,t} = D_{i,t} \quad \forall i, \forall t \quad (4.28)$$

$$p_{l,t} = b_l (\theta_{s(l)} - \theta_{e(l)}) \quad \forall l, \forall t \quad (4.29)$$

$$V_{r,t+1} = V_{r,t} - c(Q_{r,t} + s_{r,t} - a f_{r,t}) + \sum_{m \in \Omega_r^{mont}} c(Q_{m,t} + s_{m,t}) \quad \forall r, \forall t \quad (4.30)$$

$$p h_{r,t} = 10^{-6} g \cdot \eta_{r,t}^{med} \cdot \rho \cdot \sum_{n=1}^N (h l_{n,r,t} \cdot q_{n,r,t}) \quad \forall r, \forall t \quad (4.31)$$

$$h l_{n,r,t} = h b_{r,t} - p_{hd_{n,r,t}} \quad \forall n, \forall r, \forall t \quad (4.32)$$

$$p_{hd_{n,r,t}} = k_{n,r} \cdot q_{n,r,t}^2 \quad \forall n, \forall r, \forall t \quad (4.33)$$

$$hb_{r,t} = hm(V^{med})_{r,t} - hj(Q)_{r,t} \quad \forall r, \forall t \quad (4.34)$$

$$hm(V^{med})_{r,t} = a_0 + a_1 V_{r,t}^{med} + a_2 (V_{r,t}^{med})^2 + a_3 (V_{r,t}^{med})^3 + a_4 (V_{r,t}^{med})^4 \quad \forall r, \forall t \quad (4.35)$$

$$hj(Q)_{r,t} = b_0 + b_1 Q_{r,t} + b_2 (Q_{r,t})^2 + b_3 (Q_{r,t})^3 + b_4 (Q_{r,t})^4 \quad \forall r, \forall t \quad (4.36)$$

$$V_{r,t}^{med} = (V_{r,t} + V_{r,t+1})/2 \quad \forall r, \forall t \quad (4.37)$$

$$V_T \geq \alpha(\bar{V}_r) \quad \forall r \quad (4.38)$$

$$\underline{V}_r \leq V_{r,t} \leq \bar{V}_r \quad \forall r, \forall t \quad (4.39)$$

$$0 \leq Q_{r,t} \leq \bar{Q}_r \quad \forall r, \forall t \quad (4.40)$$

$$0 \leq s_{r,t} \leq \bar{s}_r \quad \forall r, \forall t \quad (4.41)$$

$$0 \leq pt_{k,t} \leq \bar{P}t \quad \forall k, \forall t \quad (4.42)$$

$$0 \leq ph_{r,t} \leq \bar{P}h \quad \forall r, \forall t \quad (4.43)$$

$$0 \leq pe_{w,t} \leq \bar{P}e \quad \forall w, \forall t \quad (4.44)$$

$$0 \leq D_{d,t} \leq \bar{D}_d \quad \forall d, \forall t \quad (4.45)$$

$$-F_{lmax} \leq pl_{l,t} \leq F_{lmax} \quad \forall l, \forall t \quad (4.46)$$

$$-\pi \leq \theta_{i,t} \leq \pi \quad \forall i, \forall t \quad (4.47)$$

$$Q_{r,t} - \sum_{n=1}^N q_{n,r,t} = 0 \quad (4.48)$$

A restrição 4.47 é simplesmente para indicar os limites inferior e superior do ângulo de tensão nas barras, pois para simplificar o modelo pode não ser considerada.

No modelo determinístico, os graus de incerteza (Γ) para geração eólica, hidrelétrica e demanda são iguais a zero, assim a demanda seria igual ao valor mínimo esperado e, a geração (eólica e hidrelétrica) possuem uma disponibilidade igual a seu valor máximo previsto, tal como foi explicado nas seções anteriores.

4.1.8 MODELO ROBUSTO DO DESPACHO HIDRO-TERMO-EÓLICO

Nesta seção é apresentado o modelo computacional proposto nesta dissertação, o qual baseia-se na otimização robusta para resolver o problema do despacho hidro-termo-eólico considerando incertezas na geração hidrelétrica, eólico e demanda, simultaneamente.

Conforme explicado no capítulo 2, quando se considera a otimização robusta para lidar com incertezas, o problema determinístico se converte num problema de otimização de dois níveis *max min* como mostrado na equação 4.49. A equação 4.49 representa a função objetivo do problema, as equações 4.51 a 4.74 representam as restrições do primeiro nível e as equações 4.75 a 4.80 representam as restrições do segundo nível.

$$\max_{(\tilde{p}_{e_{w,t}}, \tilde{p}_{h_{r,t}}, \tilde{D}_{i,t})} \min_{(V_{r,t}, Q_{r,t}, s_{r,t}, p_{t_{r,t}}, p_{h_{r,t}}, p_{e_{w,t}}, \theta_{i,t})} f(p_{t_{w,t}}, D_{ef}) \quad (4.49)$$

Onde:

$$f(p_{t_{k,t}}, D_{ef}) = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \{C_0 + C_1 p_{t_{k,t}} + C_2 (p_{t_{k,t}})^2\} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \{C_{i,t}^{Def} \cdot D_{ef,i,t}\} \quad (4.50)$$

Sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega_i^K} p_{t_{k,t}} + \sum_{r \in \Omega_i^R} p_{h_{r,t}} + \sum_{w \in \Omega_i^W} p_{e_{w,t}} + D_{ef,i,t} - \sum_{l \in \Omega_i^{(s)}} p_{l,t} + \sum_{l \in \Omega_i^{(e)}} p_{l,t} = D_{i,t}; \forall i, \forall t \quad (4.51)$$

$$p_{l,t} = b_l (\theta_{s(l)} - \theta_{e(l)}) \quad \forall l, \forall t \quad (4.52)$$

$$V_{r,t+1} = V_{r,t} - c(Q_{r,t} + s_{r,t} - a f_{r,t}) + \sum_{m \in \Omega_r^{mont}} c(Q_{m,t} + s_{m,t}) \quad \forall r, \forall t \quad (4.53)$$

$$p_{h_{r,t}} = 10^{-6} g \cdot \eta_{r,t}^{med} \cdot \rho \cdot \sum_{n=1}^N (h l_{n,r,t} \cdot q_{n,r,t}) \quad \forall r, \forall t \quad (4.54)$$

$$h l_{n,r,t} = h b_{r,t} - p_{hd_{n,r,t}} \quad \forall n, \forall r, \forall t \quad (4.55)$$

$$p_{hd_{n,r,t}} = k_{n,r} \cdot q_{n,r,t}^2 \quad \forall n, \forall r, \forall t \quad (4.56)$$

$$h b_{r,t} = h m(V^{med})_{r,t} - h j(Q)_{r,t} \quad \forall r, \forall t \quad (4.57)$$

$$h m(V^{med})_{r,t} = a_0 + a_1 V_{r,t}^{med} + a_2 (V_{r,t}^{med})^2 + a_3 (V_{r,t}^{med})^3 + a_4 (V_{r,t}^{med})^4 \quad \forall r, \forall t \quad (4.58)$$

$$hj(Q)_{r,t} = b_0 + b_1 Q_{r,t} + b_2 (Q_{r,t})^2 + b_3 (Q_{r,t})^3 + b_4 (Q_{r,t})^4 \quad \forall r, \forall t \quad (4.59)$$

$$V_{r,t}^{med} = (V_{r,t} + V_{r,t+1})/2 \quad \forall r, \forall t \quad (4.60)$$

$$V_T \geq \alpha(\bar{V}_r) \quad \forall r \quad (4.61)$$

$$\underline{V}_r \leq V_{r,t} \leq \bar{V}_r \quad \forall r, \forall t \quad (4.62)$$

$$0 \leq Q_{r,t} \leq \bar{Q}_r \quad \forall r, \forall t \quad (4.63)$$

$$0 \leq s_{r,t} \leq \bar{s}_r \quad \forall r, \forall t \quad (4.64)$$

$$0 \leq pt_{k,t} \leq \bar{P}t \quad \forall k, \forall t \quad (4.65)$$

$$-F_{lmax} \leq pl_{l,t} \leq F_{lmax} \quad \forall l, \forall t \quad (4.66)$$

$$-\pi \leq \theta_{i,t} \leq \pi \quad \forall i, \forall t \quad (4.67)$$

$$0 \leq ph_{r,t} \leq \tilde{p}h_{r,t} \quad \forall r, \forall t \quad (4.68)$$

$$0 \leq pe_{w,t} \leq \tilde{p}e_{w,t} \quad \forall w, \forall t \quad (4.69)$$

$$\bar{D}_{i,t} \leq D_{i,t} \leq \tilde{D}_{i,t} \quad \forall i, \forall t \quad (4.70)$$

Sujeito à:

$$\tilde{p}h_{r,t} \in [0, \bar{p}h_{r,t}] \quad \forall r, \forall t \quad (4.71)$$

$$\frac{\sum_r (\bar{p}h_{r,t} - ph_{r,t})}{\sum_r \bar{p}h_{r,t}} \leq \Gamma^{ph} \quad \forall t \quad (4.72)$$

$$\tilde{p}e_{wt} \in [0, \bar{p}e_{wt}] \quad \forall w, \forall t \quad (4.73)$$

$$\frac{\sum_w (\bar{p}e_{wt} - \tilde{p}e_{wt})}{\sum_w \bar{p}e_{wt}} \leq \Gamma^e \quad \forall t \quad (4.74)$$

$$\tilde{D}_{i,t} \in [\underline{D}_{i,t}, \bar{D}_{i,t}] \quad (4.75)$$

$$\frac{\sum_d (\tilde{D}_{i,t} - \underline{D}_{i,t})}{\sum_d (\bar{D}_{i,t} - \underline{D}_{i,t})} \leq \Gamma^D \quad \forall t \quad (4.76)$$

Onde:

$D_{ef,it}$ – Déficit de energia para cada barra i e no período t .

A metodologia acima é a proposta para a resolução do problema hidro-termo-eólico considerando as incertezas da geração hídrica, da geração eólica

e da demanda. Nota-se que é uma formulação de otimização bi-nível, em que o primeiro nível é formado pela função objetivo (4.49) e as restrições (4.51 a 4.70), e o segundo nível é formado pela função objetivo (4.49) e pelas restrições (4.71 a 4.76).

4.1.9 RESOLUÇÃO DO MODELO ROBUSTO DO DESPACHO HIDRO-TERMO-EÓLICO USANDO *fminimax*

A função *fminimax* pertence à *Toolbox* de otimização de Matlab e é usada para otimização bi nível. Esta função resolve problemas de otimização do tipo:

$$\min_x \{ \max_{u \in U} f(x, u) \} \quad (4.77)$$

sujeito a.

$$c(x) \leq 0 \quad (4.78)$$

$$ceq(x) = 0 \quad (4.79)$$

$$A \cdot x \leq b \quad (4.80)$$

$$Aeq \cdot x = beq \quad (4.81)$$

$$LB \leq x \leq UB \quad (4.82)$$

Onde 4.77 é a função objetivo (4.50), 4.78 e 4.79 são as restrições não lineares de desigualdade e de igualdade, respectivamente (4.54, 4.58 e 4.59), 4.80 e 4.81 são as restrições lineares de igualdade e desigualdade (4.51 a 4.53), e 4.82 são os limites operacionais do problema de otimização (4.62 a 4.74). A estrutura da função *fminimax* é mostrada na equação 4.83.

$$x = \text{fminimax}(FUN, x0, A, b, Aeq, beq, LB, UB, NONLCON, OPTIONS) \quad (4.83)$$

O vetor x retorna a solução, de acordo com o critério de parada a ser definido em *OPTIONS*, incluindo o número máximo de iterações. A função

objetivo (*FUN*) e as restrições não lineares (*NONLCON*) estão em um arquivo de função separado do código principal.

Para este trabalho, a função objetivo é definida em (4.50). O vetor x (com 11 posições) corresponde às variáveis da equação 4.84. Cada variável que compõe o vetor x é um vetor cuja dimensão depende das características do sistema teste a ser usado. Assim, nas equações 4.84 e 4.85, o índice k indica o número de usinas térmicas; t indica os estágios de planejamento; i indica o número de barras; r indica o número de reservatórios; w indica o número usinas de geração eólica; l indica o número da linhas de transmissão; s indica o número de linhas de transmissão que saem da barra i ; e indica o número de linhas de transmissão que entram na barra i .

$$x = [pt_{k,t} \ D_{ef,it} \ ph_{r,t} \ pe_{w,t} \ p_{l,t} \ V_{r,t} \ afl_{r,t} \ Q_{r,t} \ s_{r,t} \ \theta_{s(l)} \ \theta_{e(l)}] \quad (4.84)$$

$$u = [\tilde{p}e_{wt} \ \tilde{D}_{it} \ \tilde{p}h_{r,t} \ \tilde{a}fl_{r,t}] \quad (4.85)$$

Para o sistema teste 2 barras (que será descrito na secção 4.2), com simulações feitas num horizonte de 12 estágios de planejamento, temos $t = 1, 2, \dots, 12$; $i = 1, 2$; $r = 1$; $k = 1$; $w = 1$; $l = 1$. Assim, a dimensão dos vetores $pt_{k,t}$ e $D_{ef,it}$ é 12×1 e 24×1 , respectivamente.

4.1.10 FLUXOGRAMA

A Figura 4-1 mostra o fluxograma para a resolução do problema de planejamento de operação usando a metodologia proposta, onde este é solucionado através da função *fminimax* disponível no Matlab.

O passo a passo para a resolução do problema de otimização robusta, usando a metodologia proposta no presente estudo é descrita abaixo:

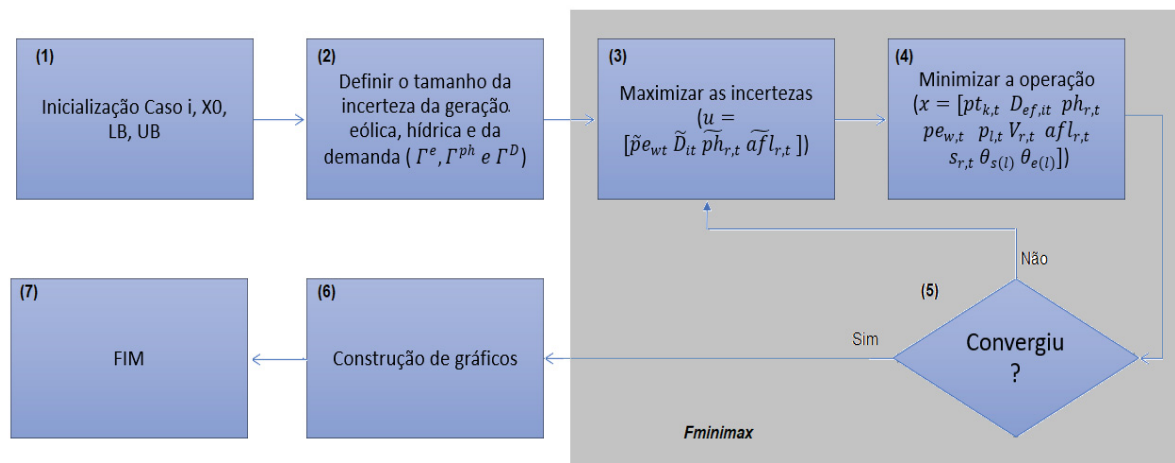
Passo 1: Identificar as fontes de incerteza no problema (versão determinística);

Passo 2: Modelar as incertezas através do modelo que melhor ilustra a característica do problema (maior custo, menor preço, geração mínima, demanda máxima);

Passo 3: Modelar o problema de otimização e,

Passo 4: Solucionar o problema através da utilização de aplicativos de otimização que resolvam otimização de dois estágios, por exemplo: *fminimax* da *Toolbox* de otimização do Matlab.

Figura 4-1 Fluxograma de resolução do Problema proposto



FONTE: O autor (2018)

4.2 MATERIAL

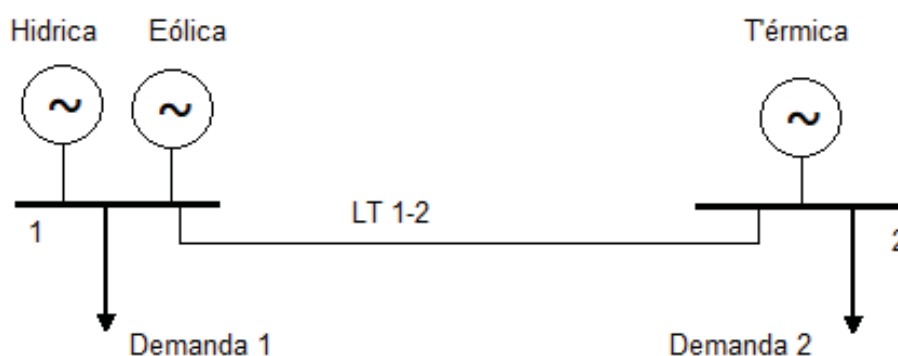
O modelo proposto é um programa computacional elaborado no software Matlab, inicialmente executado em computador portátil com processador Intel® Core™ i5-6200U @ 2.30 GHz e com memória RAM de 4.00 GB. Após a realização de algumas simulações, verificou-se um custo computacional bastante elevado. O programa computacional referente ao sistema teste de 33 barras, por exemplo, não executava através do computador portátil. Dessa forma, optou-se pela utilização de um computador virtual disponível na plataforma *Google Cloud*, o qual apresenta as seguintes características: CPU Quad 2.2 GHz Intel Xenon® (Hyper Threaded) com memória RAM de 30 GB. Para a análise e interpretação dos resultados foram usadas ferramentas do MS Office.

Com o objetivo de verificar a efetividade do modelo proposto foram usados dois sistemas testes (a) e (b), os quais são descritos na sequência.

a) Sistema teste 2 barras

A Figura 4-2 apresenta o diagrama unifilar do sistema teste de 2 barras. Este sistema foi elaborado pelo próprio autor a fim de avaliar da maneira mais didática possível os resultados decorrentes da aplicação do modelo proposto. Este sistema possui uma usina termelétrica na barra 2 e uma usina hidroelétrica e eólica na barra 1. Neste sistema simula-se uma rede onde existe um maior centro de carga na barra 2 e, como geralmente as usinas hidrelétricas e eólicas estão longe dos centros de carga, elas estão interconectadas pela linha de transmissão LT 1-2. Os dados deste sistema teste são apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Figura 4-2 Sistema teste proposto de duas barras



FONTE: Adaptado de TAKIGAWA (2010).

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os dados da rede, geração e demanda do sistema de duas barras usado neste trabalho. Os dados foram extraídos do subsistema Sul do SIN (33 barras), sendo as demandas correspondentes às barras 1 e 5 do sistema 33 barras. As afluências e a geração hídrica são referentes à usina de Salto Santiago. Os dados da geração eólica foram extraídos da ONS, os quais correspondem aos registrados em 2017 e, por fim, acrescentou-se a geração térmica.

A demanda na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é dada para um período. Por exemplo 680 MW são distribuídos por 12 períodos, segundo a demanda média de energia dos anos 2007 a 2017, ilustrado na Figura 4-3. Assim, multiplicando a demanda por 95,6%, 100%, 95,8%, 90,4%, 86,9%, 87,7%, 88,1%, 88,1%, 87,4%, 89%, 95,6% e 93,2%, que corresponde a

porcentagem da média mensal da carga (Figura 4-3) observada de 2007 a 2017. A porcentagem de 100% da carga é referente ao mês fevereiro (“Fev” na Figura 4-3).

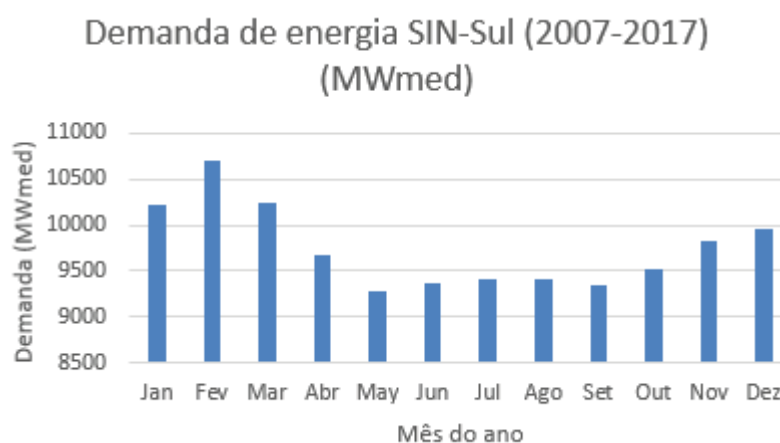
Tabela 4-1 Dados do sistema teste 2 barras

T	Demanda 1 [MW]	Demanda 2 [MW]	Afluência [m^3/s]	Geração [MW]		
				Hídrica	Eólica	Térmica
1	650,37	1052,07	882,25	1500	563,4	700
2	680,00	1100,00	987,15	1500	454,5	700
3	651,61	1054,07	801,3	1500	675,9	700
4	614,76	994,47	754,3	1500	735,3	700
5	590,76	955,64	1016,36	1500	863,1	700
6	596,43	964,81	1083,57	1500	654,3	700
7	598,76	968,57	1023,4	1500	725,4	700
8	599,02	968,99	931,05	1500	772,2	700
9	594,50	961,70	1113,77	1500	794,7	700
10	605,40	979,32	1434,8	1500	856,8	700
11	650,37	1052,07	1080,38	1500	731,7	700
12	634,06	1025,69	938,86	1500	807,3	700

Fonte: Adaptado de TAKIGAWA (2010).

A Figura 4-3 representa o comportamento da carga, Subsistema Sul do SIN nos 12 meses dos anos 2007 a 2017.

Figura 4-3 Demanda de energia. SIN Subsistema Sul 2007-2017



FONTE: Adaptado de ONS (2018).

A Tabela 4-2 mostra os dados do reservatório da usina hidrelétrica. A Tabela 4-3 especifica as características da linha de transmissão e a Tabela 4-4 mostra as características da usina termelétrica que foi utilizada nas simulações.

Tabela 4-2 Dados do reservatório da usina hidrelétrica

Vazão turbinada máxima	1576	$[m^3/s]$
Vazão vertida máxima	3152	$[m^3/s]$
Volume mínimo	2662	$[hm^3]$
Volume máximo	6775	$[hm^3]$
Coefficiente perdas hidráulicas kr	10,776e-6	$[s^2/m^5]$

Fonte: TAKIGAWA (2010)

Tabela 4-3 Fluxo de potência na linha de transmissão

Fluxo max LT12 (MW)	750
XI (pu)	0.001

Tabela 4-4 Geração térmica

Usina	C0 (R\$)	C1 (R\$/MW)	C2 (R\$/MW ²)
Térmica	0	609.5	0.001

Fonte: TAKIGAWA (2010)

(a) STB 33 barras, extraído do SIN (subsistema sul)

O sistema teste de 33 barras mostrado na Figura 4-4, foi extraído do SIN subsistema sul e, proposto inicialmente por ALVES, 2007. Modificações foram feitas para adequá-lo às simulações realizadas, a fim de validar a metodologia proposta nesta dissertação. Das modificações efetuadas destacam-se a inserção de duas fontes geradoras: uma usina eólica com capacidade de 900 MW em Palmas; uma usina termelétrica de 700 MW em Araucária. Cada um dos 9 pontos de carga foi espelhado segundo a Figura 4-3, de modo a se ter a demanda de cada barra em 12 estágios de planejamento. A capacidade das linhas de transmissão adjacentes às usinas acrescentadas (eólica e térmica) foi duplicada para permitir o fluxo de potência gerada por estas novas fontes incluídas no sistema teste. As usinas hidrelétricas do sistema estão em cascata, sua configuração hidráulica é mostrada na Figura 4-5. Os demais dados do sistema, das usinas hidrelétricas e das linhas de transmissão estão no Anexo 1.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

No capítulo 4 fez-se a apresentação da formulação para o problema de despacho hidro-termo-eólico com a modelagem de incertezas da geração e da demanda usando a otimização robusta. Na formulação é abordado o problema de otimização bi nível, no qual resolve-se simultaneamente um problema *min-max*, vo qual tem como objetivo minimizar o custo de operação para a pior realização da incerteza.

São apresentados os sistemas testes, um de duas barras e outro de 33 barras. Algumas modificações foram efetuadas no sistema teste 33 barras, proposto originalmente por Alves (2007), de modo a adequá-lo ao aumento da demanda e inserção de novas fontes de geração. Para além dos sistemas testes, são apresentados o *hardware* e o *software* usados na implementação e simulação computacional, a fim de validar a metodologia proposta.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para validação da metodologia proposta, a modelagem descrita no capítulo 4 foi aplicada em dois sistemas testes, os quais foram apresentados e detalhados na seção 4.2. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos neste capítulo.

Para todos os casos de estudo o horizonte de planejamento considerado foi de um ano, com período mensal, formando assim 12 estágios de planejamento.

5.1 RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE DE 2 BARRAS

A simulação do sistema teste de duas barras foi efetuada em Matlab, em um computador com processador Intel® Core™ i5 -6200U @ 2.30 GHz e com memória RAM de 4.00 GB. Para todos os casos estudados neste sistema hidro-termo-eólico com duas barras, foram considerados, para além dos dados da Tabela 4.2, os seguintes:

- O Volume inicial no reservatório é 73,8% de volume máximo (5000 hm³).
- Por questões de segurança energética, o volume final deve ser maior ou igual 73,8% de volume máximo (5000 hm³).
- A capacidade máxima da linha de transmissão é de 750 MW.
- A taxa de variação da demanda (β) foi assumida como sendo de 20%.

Para o sistema teste de duas barras foram estudados 3 casos e em cada um deles foram simulados 25 cenários. Em cada caso é mantido fixo o grau de incerteza da demanda em um valor: caso I em 0, caso II em 0,5, caso III em 1. Em cada um destes casos, há 25 combinações possíveis, as quais são obtidas através da variação dos graus de incerteza na geração hidroelétrica e eólica em 0; 0,25; 0,5; 0,75 e 1. A seguir são apresentados e discutidos cada um dos 3 casos estudados.

5.1.1 CASO I: GRAU DE INCERTEZA NA DEMANDA IGUAL 0 ($\Gamma^D = 0$)

Neste caso I, é considerado o grau de incerteza igual a 0, isto significa que não há incerteza na demanda. Porém, são simuladas 25 combinações para diversos valores de graus de incerteza para geração eólica e hídrica. Todos estes 25 cenários podem ser analisados e discutidos. Entretanto, neste trabalho analisaram-se apenas três cenários, os quais foram considerados mais representativos dentre todas as possibilidades. Cada um desses três cenários possuem os seguintes graus de incertezas: cenário i ($\Gamma^{ph} = 0, \Gamma^e = 0$), cenário ii ($\Gamma^{ph} = 0,5, \Gamma^e = 0,5$) e cenário iii ($\Gamma^{ph} = 1, \Gamma^e = 1$).

A Tabela 3-1 Tabela 5-1 apresenta os resultados para aplicação do modelo proposto para o caso I e todos os 25 cenários considerados. Os três cenários que serão destacados estão sombreados em cor amarela.

Tabela 5-1 Resultados para o sistema de duas barras, caso I. Fonte: O autor, 2019

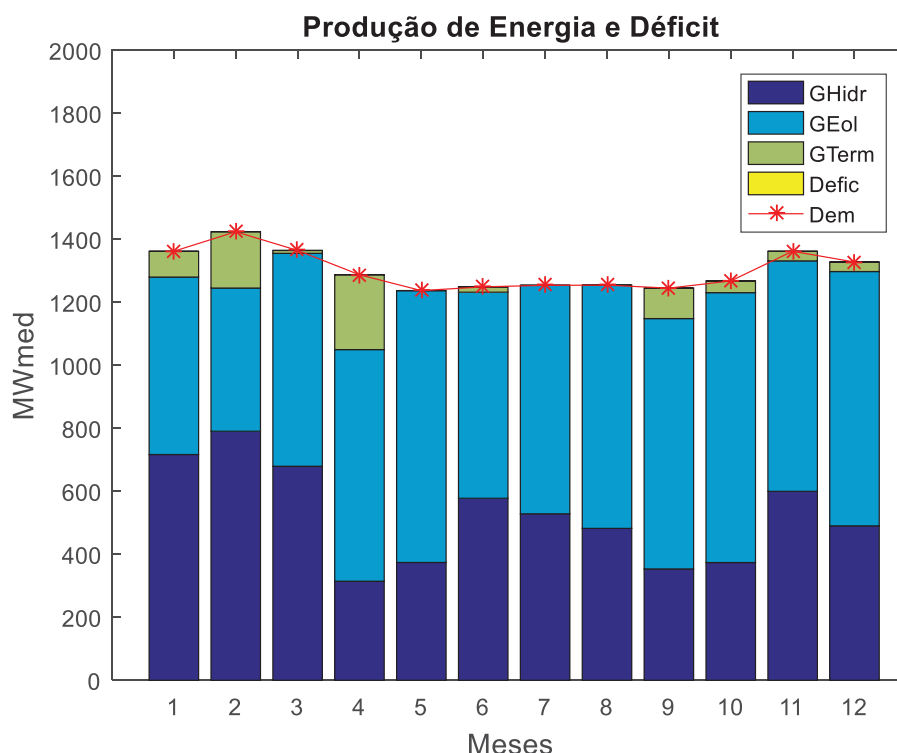
$\Gamma^D = 0$						
Γ^e		Γ^{ph}				
		0	0,25	0,5	0,75	1
0	Custo (R\$)	1,00E+05	7,90E+05	1,36E+06	2,70E+06	1,61E+07
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t8, t10, t12]	750 [t8, t9, t10]	750 [t10]	680,44 [t10]	484,58 [t10]
	Tempo Comput (min)	8,493 (14,66)	8,1214	8,1705	8,7821	1,2267
0,25	Custo (R\$)	9,75E+05	1,15E+06	2,10E+06	4,23E+06	8,78E+06
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t10]	750 [t10]	748,736 [t10]	458,728 [t10]	171,456 [t10]
	Tempo Comput (min)	7,9779 (14,56)	9,0543	7,6245	7,844	5,6273
0,5	Custo (R\$)	1,18E+06	2,03E+06	4,12E+06	6,65E+06	2,37E+07
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t10]	739,298 [t10]	424,368 [t10]	238,436 [t10]	210,453 [t10]
	Tempo Comput (min)	8,322	6,44	6,249	12,0684	3,2005
0,75	Custo (R\$)	2,30E+06	1,30E+07	5,65E+06	1,23E+07	2,37E+07
	Transmissão max (MW) [t]	617,146 [t10]	573,814 [t10]	294,114 [t10]	172,299 [t2]	210,453 [t10]
	Tempo Comput (min)	6,1842	4,1609	7,1189	6,1642	3,0157
1	Custo (R\$)	3,53E+06	5,09E+06	1,03E+07	4,27E+06	3,07E+07
	Transmissão max (MW) [t]	432,149 [t10]	324,604 [t10]	125,63 [t10]	572,868 [t10]	-115,300 [t5]
	Tempo Comput (min)	7,0214	6,0153	5,1044	6,5118	2,5145

A) Cenário i

Neste cenário os graus de incerteza da geração, e da demanda, foram considerados como sendo iguais a 0, o que caracteriza um cenário determinístico, isto é, um cenário muito otimista comparado a todos os outros cenários, pois neste cenário não há risco de indisponibilidade das fontes eólica e hídrica, e a demanda é mínima dentro da faixa sua variação. Por isso, o custo de operação (R\$ 1,00E+06) é o menor dentre os cenários analisados.

Para todos os cenários é notado que o intercâmbio de energia ocorre da barra 1 para a barra 2, exceto para o cenário iii em que o intercâmbio ocorre da barra 2 para a barra 1. A barra 1 representa o subsistema de maior geração com fontes renováveis, e a barra 2 representa um grande centro de carga. Da Tabela 5-1, nota-se que o limite de intercâmbio (750 MWmed) foi atingido nos períodos 8, 10 e 12 do horizonte de planejamento.

Figura 5-1 Resultados do despacho para caso I, cenário i. Fonte: O autor, 2019



Da Figura 5-1, nota-se ainda, que devido a total disponibilidade da geração eólica e hidrelétrica, e valor mínimo da demanda, não houve déficit em nenhum dos meses do horizonte de planejamento. A geração eólica está

despachando seu máximo valor previsto em cada mês do horizonte de planejamento.

A Tabela 5-2 mostra a geração total de cada fonte, a qual pode ser obtida somando a geração de cada período do horizonte de planejamento.

Tabela 5-2 Geração total caso I, cenário i. Fonte: O autor, 2019

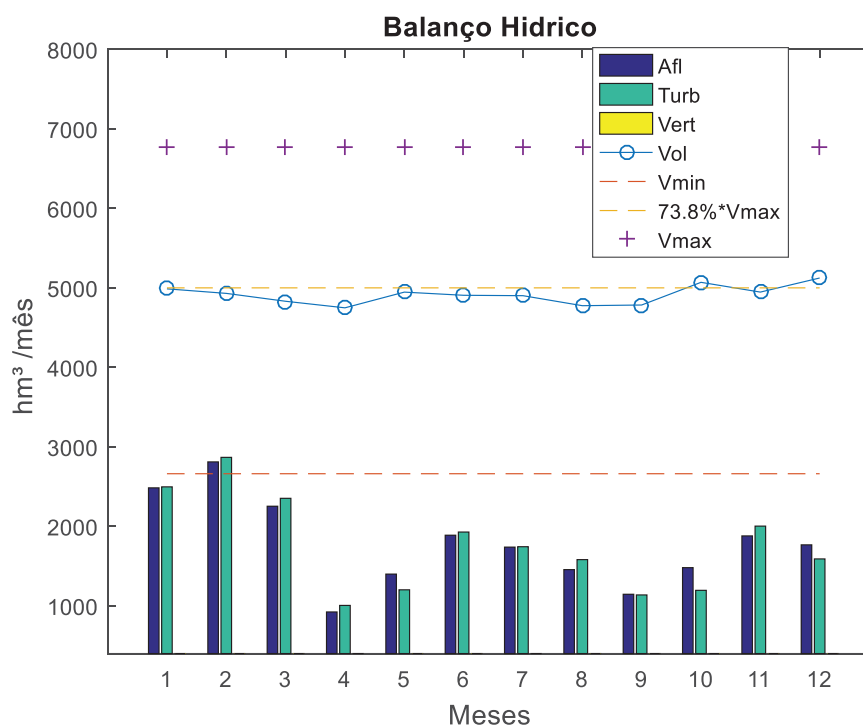
Geração Térmica	718,8812 MW
Geração Hídrica	6281,271 MW
Geração Eólica	8634,600 MW
Déficit	0

Neste cenário, a geração hidrelétrica está despachando o máximo possível, porém está longe da sua máxima capacidade (1500 MW_{med}). Tal situação ocorre devido às restrições operativas correspondente à meta de volume (5000 hm³), que deve estar armazenado ao final do mês 12, visando a segurança energética futura do sistema, tal como é mostrado na Figura 5-2. Em função disso, há despacho da usina termelétrica para o atendimento da demanda ao longo dos 12 meses.

Da Figura 5-2, nota-se que na usina hidrelétrica o volume turbinado varia dependendo da demanda e disponibilidade de afluência e restrições de volume, porém este volume turbinado está longe da sua capacidade máxima (7000 hm³). No mês dois, onde acontece uma máxima demanda, o volume turbinado também foi maior, e isso coincide com o mês de alta afluência. Na maioria dos outros meses os volumes turbinados são menores, devido à baixa afluência apresentada, além da restrição de volume mínimo e, principalmente, devido ao fato de se precisar guardar água para satisfazer o volume no mês 12 (deve ser maior que 5000 hm³). Este cenário não apresentou vertimento de volume de água, pois pouca disponibilidade de água armazenada e baixa afluência, fazem com que o reservatório não chegue a seu limite máximo em nenhum mês.

Figura 5-2 Caso I, cenário i, volume armazenado, turbinado e devido à afluência.

Fonte: O autor, 2019



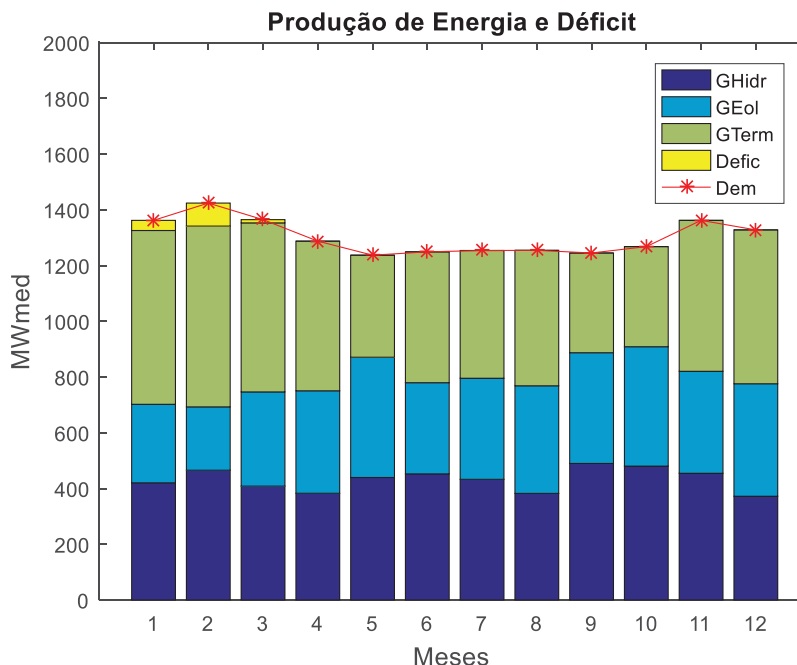
B) Cenário ii

No cenário *ii* considera-se que o tamanho de incerteza da demanda é 0, para a geração hídrica e eólica é adotado valor de incerteza igual a 0,5. Este cenário representa uma incerteza considerável na disponibilidade da geração eólica e hídrica, assim verifica-se a pior realização da geração hídrica e eólica. Da Tabela 5-1, nota-se que o custo de operação (R\$ 4,12E+06) neste cenário é maior que o cenário *i* (R\$ 1,00E+06). Isto ocorre devido ao aumento do grau de incerteza da geração eólica e hídrica. Porém, nota-se que em outro cenário onde não existe incertezas na demanda, nem na geração hidrelétrica, e apenas existir incerteza na geração eólica, com um tamanho de 0,5, o custo de operação (R\$ 1,18E+06) é menor que no cenário *ii*, porém maior que no cenário *i*.

Similarmente ao cenário *i*, também é notado que o intercâmbio de energia ocorre da barra 1 para a barra 2. Da Tabela 5-1 nota-se que o limite de intercâmbio (750 MWmed) não foi atingido em nenhum período, e o máximo fluxo de energia (424,368 MWmed) foi verificado no décimo período de planejamento.

Esta redução do fluxo de energia pela linha de transmissão é devido à redução da disponibilidade da geração hidrelétrica e eólica.

Figura 5-3 Resultados do despacho para caso I, cenário ii. Fonte: O autor, 2019



A Figura 5-3 apresenta os resultados para o despacho neste cenário. Através desta figura, pode-se notar também, que devido à incerteza de geração eólica e hidrelétrica, há a ocorrência de déficit no atendimento à demanda no primeiro e segundo mês do horizonte de planejamento.

A Tabela 5-3 mostra a geração total por cada fonte para o caso I, cenário ii. É possível verificar que neste caso há uma elevada participação da geração térmica para atender a demanda.

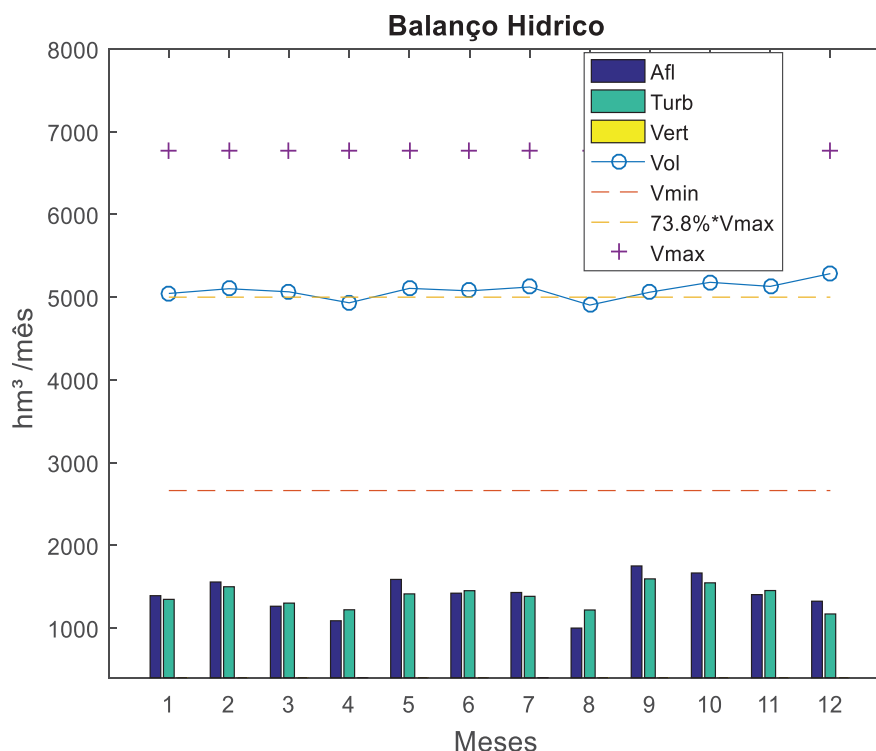
Tabela 5-3 Geração total caso I, cenário ii. Fonte: O autor, 2019

Geração Térmica	6005,13 MW
Geração Hídrica	5181,81 MW
Geração Eólica	4317,30 MW
Déficit	130,51 MW

No caso da geração hidrelétrica, a sua disponibilidade é reduzida ainda mais, devido à redução da afluência em consequência do aumento do grau de incerteza nesta fonte. A geração hidrelétrica, também é limitada devido às restrições operativas correspondente à meta de volume (5000 hm³) que deve estar armazenado ao final do mês 12, tal como é mostrado na Figura 5-4. Devido

à estes fatores, quando comparando ao cenário i, nota-se um aumento do despacho da usina termelétrica para o atendimento da demanda ao longo dos 12 meses. Tal situação somada a presença de déficit, resulta num aumento do custo de operação do sistema.

Figura 5-4 Caso I, cenário ii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência. Fonte: O autor, 2019



Da Figura 5-4, nota-se que o volume turbinado diminuiu significativamente devido a redução da afluência e das restrições de volume mínimo e volume ao final do horizonte de planejamento (maior que 5000 hm³). O aumento do grau das incertezas das fontes eólica e hídrica, somado à meta do volume que deve permanecer ao final do horizonte de planejamento são cruciais na operação hidro-termo-eólica, pois o sistema é mais exigido e o custo de operação é mais comprometido.

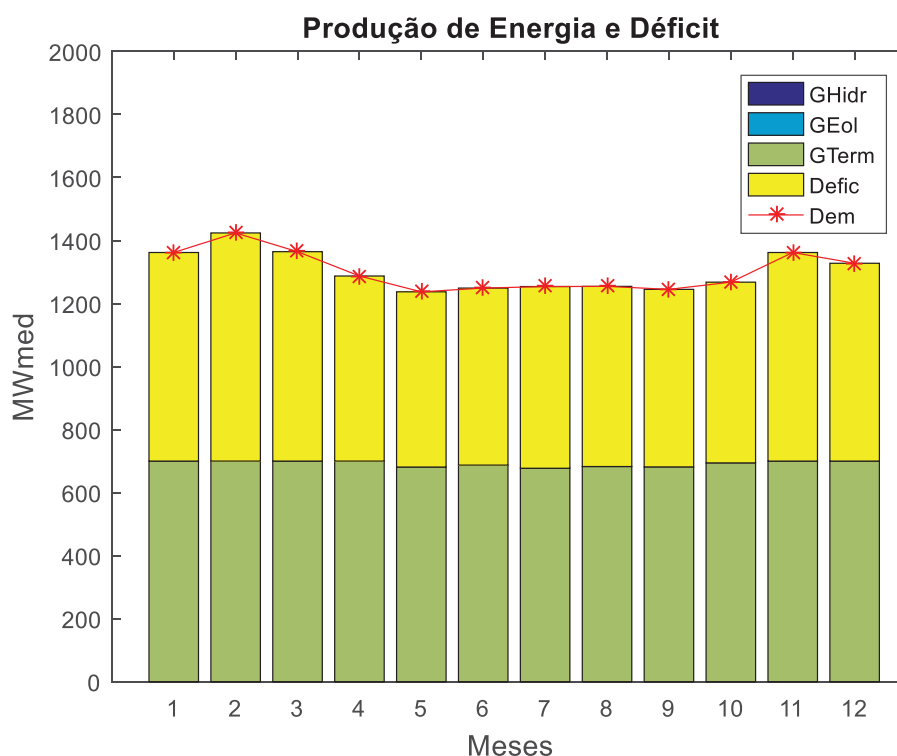
C) Cenário iii

Neste cenário, os graus de incerteza da demanda são mantidos com valores iguais à 0 (sem incerteza), enquanto o tamanho de incerteza da geração hídrica e da geração eólica são iguais a 1. Este é cenário, apesar de fisicamente

impossível, é usado neste trabalho para fins de avaliação numérica dos resultados. Neste cenário, verifica-se total indisponibilidade da geração eólica e hídrica e conseqüentemente o despacho de geração é nulo. Da Tabela 5-1, nota-se que o custo (R\$ 3,07E+07) de operação neste cenário é maior que o cenário i (R\$ 1,00E+06) . Este cenário é uma condição crítica deste caso 1, por isso o seu custo de operação é maior que todos os outros cenários mostrados na Tabela 5.1.

Contrariamente aos cenários i e ii, o intercâmbio de energia neste cenário ocorre da barra 2 para a barra 1. Da Tabela 5-1, nota-se que o limite de intercâmbio (750 MWmed) não foi atingido em nenhum período, e o máximo fluxo de energia (115,3 MWmed) aconteceu no mês 5. Esta grande redução e mudança de direção do fluxo de energia pela linha de transmissão é devido à indisponibilidade da geração hidrelétrica e eólica relativas à barra 1.

Figura 5-5 Resultados do despacho para caso I, cenário iii. Fonte: O autor, 2019



A Figura 5-5 apresenta resultados para o despacho neste cenário. Através desta figura pode-se notar que devido ao cenário crítico de geração eólica e hidrelétrica, verifica-se a ocorrência de déficit no atendimento à

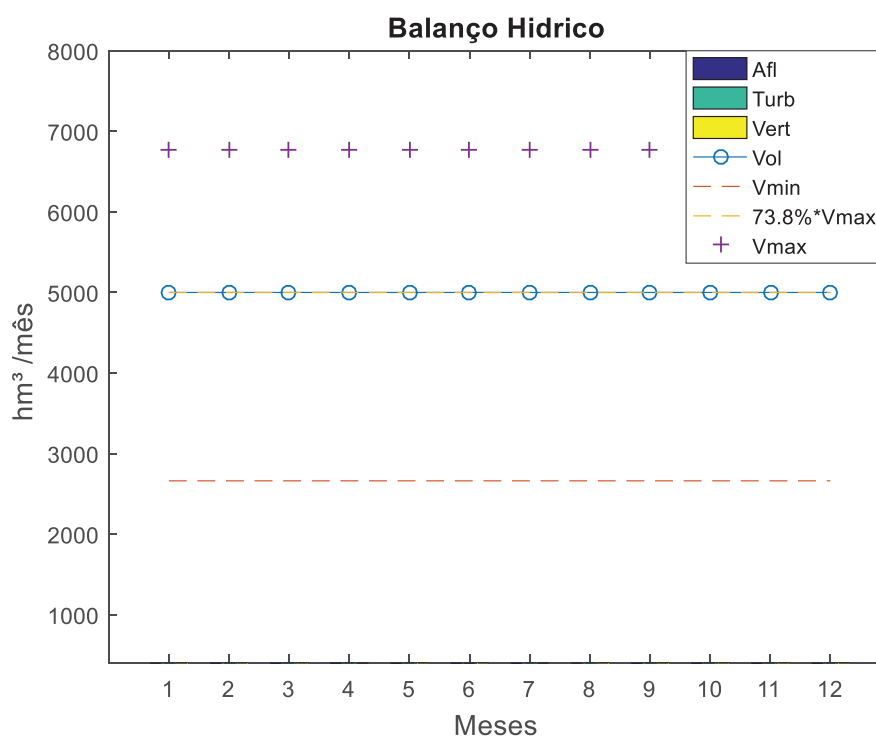
demanda em todos os meses e, em ambos os casos não há despacho de geração eólica e hidrelétrica.

Tabela 5-4 Geração total caso I, cenário iii. Fonte: O autor, 2019

Geração Térmica	8303,99 MW
Geração Hídrica	0
Geração Eólica	0
Déficit	7330,76 MW

A Tabela 5-4 mostra a geração total por cada fonte para este cenário. Neste caso, simplesmente não há geração hídrica nem eólica. Como também não há afluência, o volume turbinado é nulo. Assim, a meta de volume (5000 hm³) que deve estar armazenado ao final do mês 12, é satisfeita, tal como é mostrado na Figura 5-6. Devido à esta situação, e comparando aos casos i e ii, há aumento significativo do despacho da usina termelétrica acrescida à presença de déficit ao longo dos 12 meses, resultando num aumento significativo do custo de operação do sistema.

Figura 5-6 Caso I, cenário iii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência. Fonte: O autor, 2019



5.1.2 CASO II: GRAU DE INCERTEZA NA DEMANDA IGUAL 0,5 ($\Gamma^D = 0,5$)

No caso II, o grau de incerteza considerado foi de 0,5. Aqui também são feitas 25 combinações para diversos valores de graus de incerteza para geração eólica e hídrica. Dentre os 25 cenários analisados, foram discutidos três considerados de maior relevância: cenário i ($\Gamma^{ph} = 0, \Gamma^e = 0$), cenário ii ($\Gamma^{ph} = 0,5, \Gamma^e = 0,5$) e cenário iii ($\Gamma^D = 0, \Gamma^{ph} = 1, \Gamma^e = 1$).

A Tabela 5-5 apresenta os resultados para aplicação do modelo proposto para o caso II. Os três cenários que serão analisados estão sombreados na cor amarela.

Tabela 5-5 Resultados para o sistema de duas barras, caso II. Fonte: O autor, 2019

		$\Gamma^D = 0,5$				
Γ^e		Γ^{ph}				
		0	0,25	0,5	0,75	1
0	Custo (R\$)	4,28E+05	7,43E+05	1,46E+06	2,48E+06	5,76E+06
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t4 a t12]	750 [t5, t8, t9, t11]	750 [t10]	666,103 [t10]	288,53 [t10]
	Tempo Comput (min)	11,7345	11,365	10,1166	10,2864	10,1301
0,25	Custo (R\$)	1,28E+06	2,16E+06	2,34E+06	4,28E+06	8,62E+06
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t10]	737,801 [t10]	704,36 [t10]	439,539 [t10]	298,78 [t5]
	Tempo Comput (min)	8,2083	6,2537	8,475	8,4318	16,2579
0,5	Custo (R\$)	1,57E+06	2,11E+06	1,51E+07	2,23E+07	3,09E+07
	Transmissão max (MW) [t]	688,56 [t10]	688,97 [t10]	572,527 [t10]	470,74 [t10]	336,479 [t5]
	Tempo Comput (min)	6,7877	7,7926	0,1594	0,20333	0,51862
0,75	Custo (R\$)	2,40E+06	3,27E+06	708976e+06 R	2,84E+07	2,30E+07
	Transmissão max (MW) [t]	602,098 [t10]	542,941 [t10]	275,22 [t10]	380,18 [t10]	41,57 [t10]
	Tempo Comput (min)	6,7597	7,9655	8,3767	0,16194	4,1211
1	Custo (R\$)	3,55E+06	2,00E+07	2,65E+07	1,98E+07	3,05E+07
	Transmissão max (MW) [t]	420,98 [t10]	501,76 [t10]	413,72 [t10]	177,34 [t10]	-138,761 [t10]
	Tempo Comput (min)	7,2041	0,18117	0,26301	7,9089	4,6793

Na Tabela 5-5 nota-se também que quanto menor for a incerteza de geração (hídrica e eólica), menor é o custo de operação, e vice-versa. Assim, para os cenários em análise, o custo de operação do cenário iii (R\$ 3,05e+7) é maior que o custo de operação cenário ii (R\$1,51e+7), e por sua vez maior que o custo de operação do cenário i (R\$4,28e+5).

O contrário acontece com o fluxo de potência através da linha de intercâmbio, onde quanto menor a incerteza da geração, mais alto é o valor de energia transferida da barra 1 para a barra 2, isto é, quanto maior for a incerteza na geração, a produção de energia hidrelétrica e eólica é mínima, e o intercâmbio de potência entre as barras de geração e de carga também é mínimo. Assim,

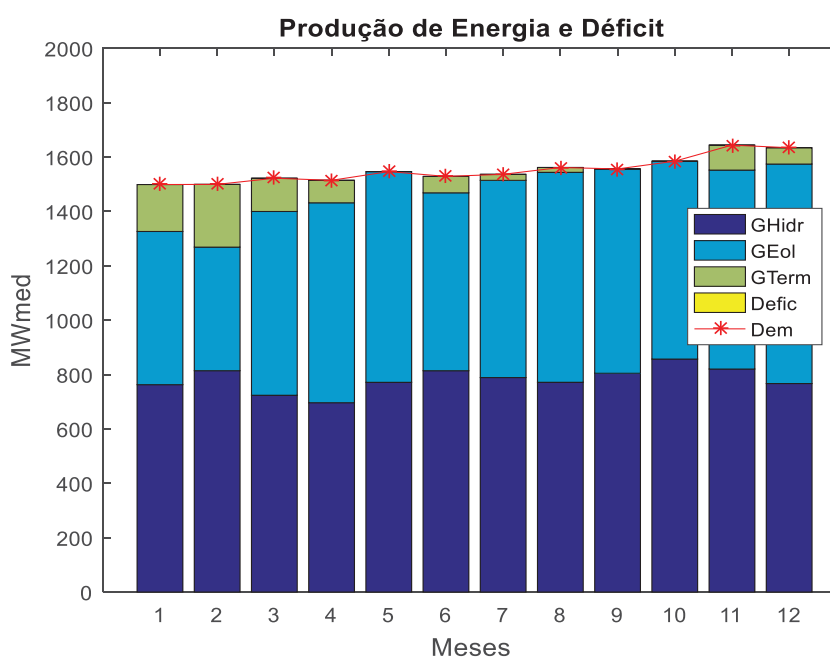
observa-se que no pior cenário, ou seja, no cenário iii, o intercâmbio de potência é menor que no cenário i (138,76 MWmed é menor que 750 MWmed), por exemplo. Nota-se ainda que o limite de capacidade de transmissão é atingido no cenário i, e no cenário iii observa-se o fluxo de potência da barra 2 para barra 1.

A) Cenário i

A Figura 5-7 mostra a contribuição de cada fonte (hídrica, eólica e térmica) no atendimento à demanda incerta do caso II, cenário i. Da Tabela 5-5 nota-se que o custo de operação para este cenário é de R\$ 4,28e+5, que é o mais baixo do caso II. Este custo está associado à geração térmica despachada em estágios de planejamento de maior demanda.

Neste cenário, a partir da Tabela 5-5 nota-se que o limite de intercâmbio de potência de 750 MWmed foi atingido nos períodos 4 a 12 do horizonte de planejamento.

Figura 5-7 Resultados do despacho para caso II, cenário i. Fonte: O autor, 2019



A Tabela 5-6 mostra a geração total por cada fonte, para este cenário.

Tabela 5-6 Geração total caso II, cenário i. Fonte: O autor, 2019

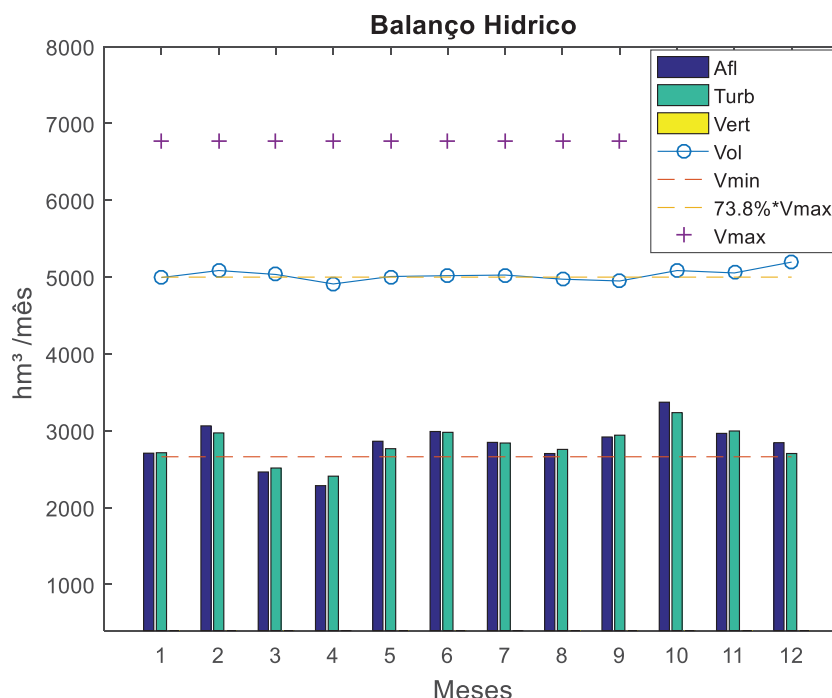
Geração Térmica	860,80 MW
Geração Hídrica	9391,09 MW
Geração Eólica	8374,52 MW
Déficit	0 MW

Neste cenário, a incerteza da geração é mínima ($\Gamma^{ph} = 0$ e $\Gamma^e = 0$) e a geração eólica é máxima em todos os estágios do horizonte de planeamento, porém a geração hídrica não é máxima, devido à necessidade de atendimento da restrição da meta energética ($V_T \geq 0,738 * V_{max}$), como pode ser observado na Figura 5-8.

Na Figura 5-8 é possível notar a manutenção do volume do reservatório (linha contínua azul, com marcador circular). Este volume, no início de planeamento encontra-se no nível de 73.8% (5000 hm³) da sua capacidade máxima (6775 hm³) e, praticamente toda a vazão hídrica afluyente (barra azul escuro) é turbinada (barra azul claro). Aqui, tal como nos cenários do caso I, não se registou vertimento ao longo do horizonte de planeamento.

Na Figura 5-8 é possível notar que a operação cumpre adequadamente a restrição de meta energética ($V_T \geq 0,738 * V_{max}$).

Figura 5-8 Caso II, cenário i, volume armazenado, turbinado e devido à afluência. Fonte: O autor, 2019



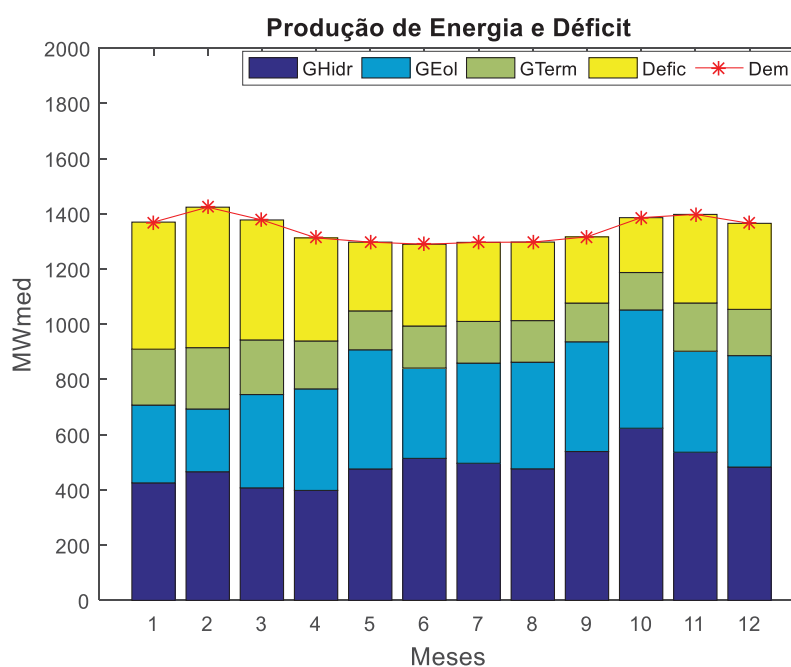
O elevado grau de incerteza na geração hídrica e eólica neste cenário ($\Gamma^{ph} = 0,5$ e $\Gamma^e = 0,5$), em relação ao cenário anterior ($\Gamma^{ph} = 0$ e $\Gamma^e = 0$), faz com que haja indisponibilidade de geração de baixo custo para suprir a

demanda. Entretanto, em relação ao mesmo cenário do caso I (cenário i, caso I), a incerteza da demanda aumentou, o que significa que poderá ser verificada uma demanda maior em relação à demanda prevista. Tal situação pode ser observada através da Figura 5-7 e da Figura 5-1, nas quais nota-se uma demanda maior no caso II, cenário i, em relação ao caso I, cenário i.

B) Cenário ii

Neste cenário, a incerteza da geração hídrica e eólica é relativamente alta ($\Gamma^{ph} = 0,5$ e $\Gamma^e = 0,5$), o que significa que metade da geração hídrica e eólica estará indisponível. Assim, o remanescente da geração hídrica e eólica é insuficiente para atender a demanda, o que acarreta déficit de energia no sistema. O custo de operação para este cenário é R\$ 1,51e+7. Este custo é devido ao despacho da usina termelétrica, e pelo fato de não ser possível atender toda a demanda, causando déficit, principalmente nos estágios de planejamento $t = 1, 2, 3$, onde a demanda de energia é alta (Figura 5-9) e a vazão hídrica afluyente é baixa (Figura 5-10). Embora nos meses (estágios de planejamento) 10, 11 e 12 haja uma demanda aproximadamente igual à demanda dos estágios 1, 2 e 3, o nível de déficit nestes meses é menor pois há uma vazão afluyente relativamente maior que nos meses 1, 2 e 3.

Figura 5-9 Resultados do despacho para caso II, cenário ii. Fonte: O autor, 2019.



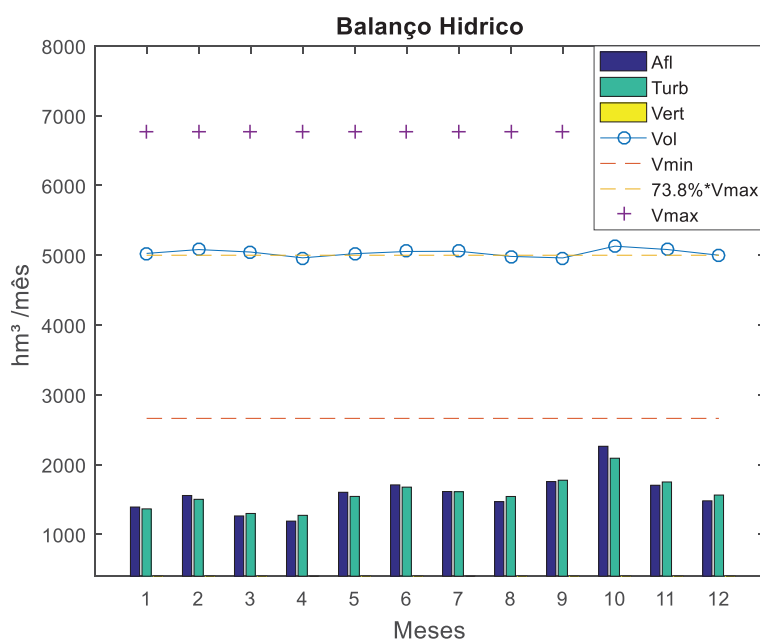
A Figura 5-10 mostra o comportamento da afluência, e o nível do turbinamento da usina, o que impacta diretamente no volume do reservatório. Toda vazão afluenta é turbinada, havendo uma manutenção do volume do reservatório.

A Tabela 5-7 mostra a geração total, por fonte de energia, para o atendimento à demanda de todo o horizonte de planejamento.

Tabela 5-7 Geração total caso II, cenário ii

Geração Térmica	2008,64 MW
Geração Hídrica	5841,79 MW
Geração Eólica	4317,30 MW
Déficit	3963,59 MW

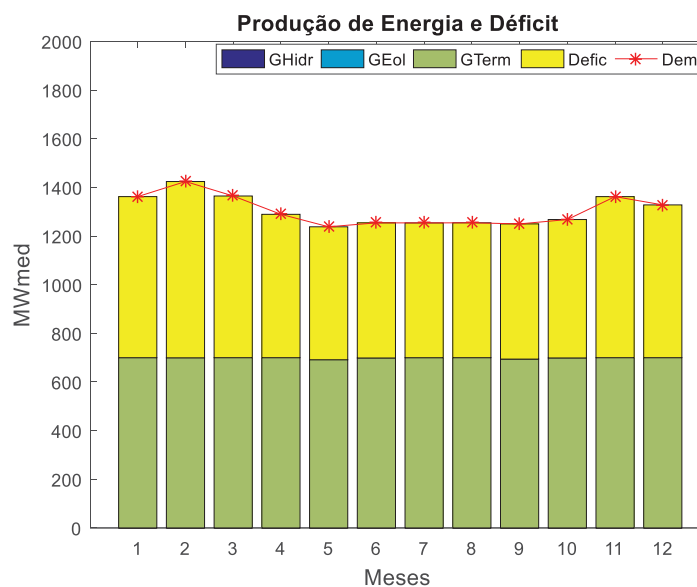
Figura 5-10 Caso II, cenário ii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência. Fonte: O autor, 2019.



C) Cenário iii

A operação no cenário iii do caso II, tal como no cenário iii do caso I é uma operação sob forte incerteza, onde prevê-se uma total indisponibilidade de geração hídrica e eólica, causando um elevadíssimo custo de operação (R\$ 3,05e+7). Neste cenário, a potência flui da barra 2 para a barra 1. A Figura 5-11 mostra o resultado do despacho. Nota-se que a única usina que despacha é a usina termelétrica.

Figura 5-11 Resultados do despacho para caso II, cenário iii. Fonte: O autor, 2019.

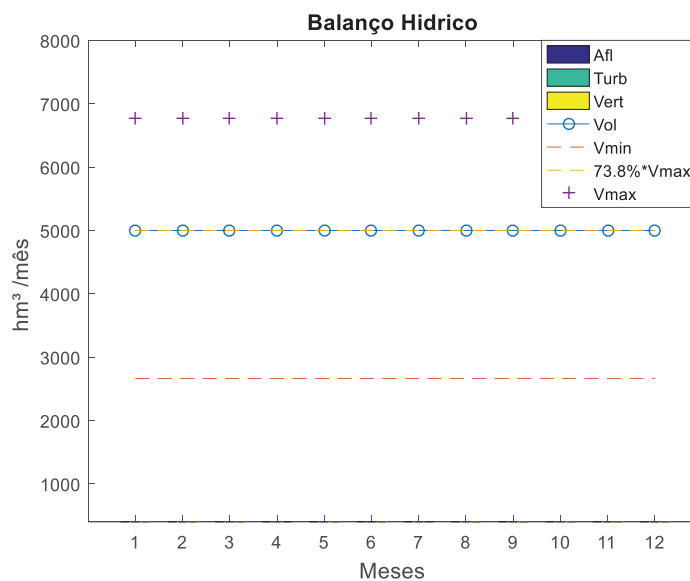


A Tabela 5-8 mostra a geração total por fonte de energia durante o horizonte de planejamento. Nota-se que devido ao elevado grau de incerteza, a geração hídrica e eólica é nula.

Tabela 5-8 Geração total caso II, cenário iii. Fonte: O autor, 2019.

Geração Térmica	8382,20 MW
Geração Hídrica	0
Geração Eólica	0
Déficit	7265,32 MW

Figura 5-12 Caso II, cenário iii, volume armazenado, turbinado e devido à afluência. Fonte: O autor, 2019.



Havendo total indisponibilidade na geração hídrica, o volume deste ao longo do horizonte de planejamento não se altera. Nesta simulação, o volume do reservatório foi iniciado em 73,8% da capacidade máxima e manteve-se inalterado até o final dos 12 meses do horizonte de planejamento (Figura 5-12).

5.1.3 CASO III: GRAU DE INCERTEZA NA DEMANDA IGUAL 1 ($\Gamma^D = 1$)

Nesse caso, tal como nos casos I e II foram analisados três cenários: cenário i ($\Gamma^{ph} = 0, \Gamma^e = 0$), cenário ii ($\Gamma^{ph} = 0,5, \Gamma^e = 0,5$) e cenário iii ($\Gamma^{ph} = 1, \Gamma^e = 1$). Nesse caso os cenários de pior realização da incerteza foram observados na demanda, o que significa que em todos os cenários a demanda tomará o seu valor máximo.

É possível observar na Tabela 5-9 que nos cenários i, ii e iii deste caso, o custo de operação é R\$ 4,74e+5, R\$ 1,51e+7 e R\$ 3,06e+7, respectivamente. Embora este caso ilustre a realização da incerteza da demanda para o pior caso ($\Gamma^D = 1$), os custos de operação são relativamente maiores que os outros dois casos, o que indica que para o atendimento à demanda adicional há maior participação da geração térmica e, em caso de não atendimento à demanda, há maior déficit de energia em relação a outros casos.

Tabela 5-9 Resultados para o sistema de duas barras, caso III. Fonte: O autor, 2019.

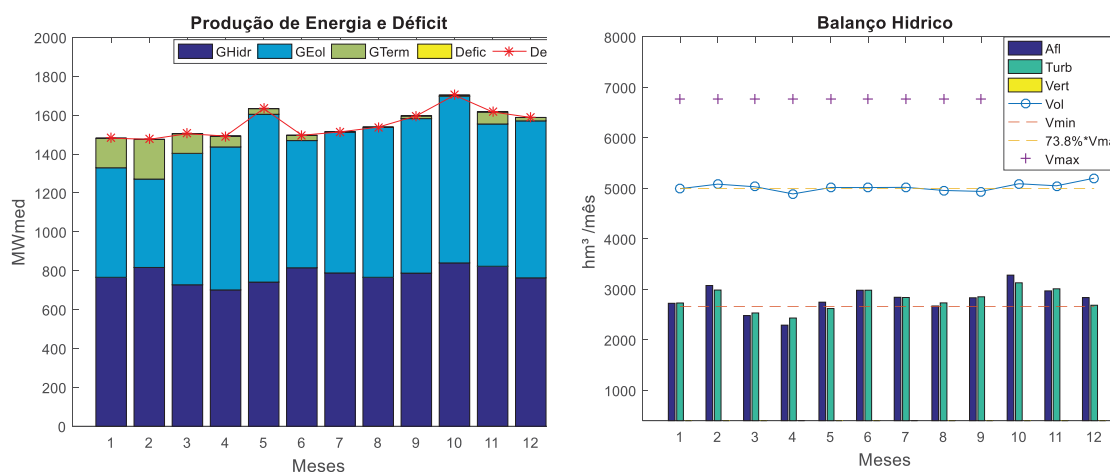
$\Gamma^D = 1,0$						
Γ^e		Γ^{ph}				
		0	0,25	0,5	0,75	1
0	Custo (R\$)	4,74E+05	7,13E+05	2,05E+06	3,36E+06	5,87E+06
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t4 a t12]	750 [t5, t9, t10, t12]	413,72 [t10]	607,84 [t10]	314,67 [t10]
	Tempo Comput (min)	10,8033	10,4237	9,8572	11,2853	8,5735
0,25	Custo (R\$)	1,25E+06	1,50E+06	1,51E+07	4,62E+06	8,65E+06
	Transmissão max (MW) [t]	750 [t10]	748,07 [t10]	727,08 [t10]	394,88 [t10]	336,47 [t5]
	Tempo Comput (min)	8,3839	8,0147	0,15222	8,0969	14,2792
0,5	Custo (R\$)	1,04E+06	1,96E+06	1,51E+07	4,62E+06	3,09E+07
	Transmissão max (MW) [t]	505,380 [t2]	702,87 [t10]	572,527 [t10]	394,88 [t10]	413,72 [t10]
	Tempo Comput (min)	14,1518	9,9677	0,22314	8,0969	0,40516
0,75	Custo (R\$)	2,24E+06	3,24E+06	5,60E+06	2,84E+07	2,29E+07
	Transmissão max (MW) [t]	558,71 [t5]	526,35 [t10]	334,21 [t10]	380,18 [t10]	38,38 [t12]
	Tempo Comput (min)	13,214	8,8421	9,1478	0,16773	6,2709
1	Custo (R\$)	3,50E+06	2,00E+07	2,65E+07	1,99E+07	3,06E+07
	Transmissão max (MW) [t]	428,45 [t10]	501,76 [t10]	572,52 [t10]	110,61 [t12]	-136,18 [t10]
	Tempo Comput (min)	10,9054	0,16455	0,19721	7,8501	4,0958

A) Cenário i

A operação no cenário i, caso III tem o custo operacional de R\$ 4,74e+5. Neste cenário, há maior participação da geração hídrica e eólica no atendimento a demanda e o risco de déficit é menor. Porém, devido ao alto grau de incerteza associado a demanda, a demanda observada é maior que a prevista, isto pode ser observado comparando a Figura 5-13 com os casos onde a incerteza da demanda é nula (caso I).

O limite de intercâmbio de energia foi atingido nos meses 4 a 12 do horizonte de planejamento.

Figura 5-13 Resultados do despacho (à esquerda) e volume armazenado, turbinado e devido à afluência (à direita) para caso III cenário i. Fonte: O autor, 2019.



Na Tabela 5-10 total é possível verificar a geração total por fonte de energia para o caso III, cenário i.

Tabela 5-10 Geração total caso III, cenário i. Fonte: O autor, 2019.

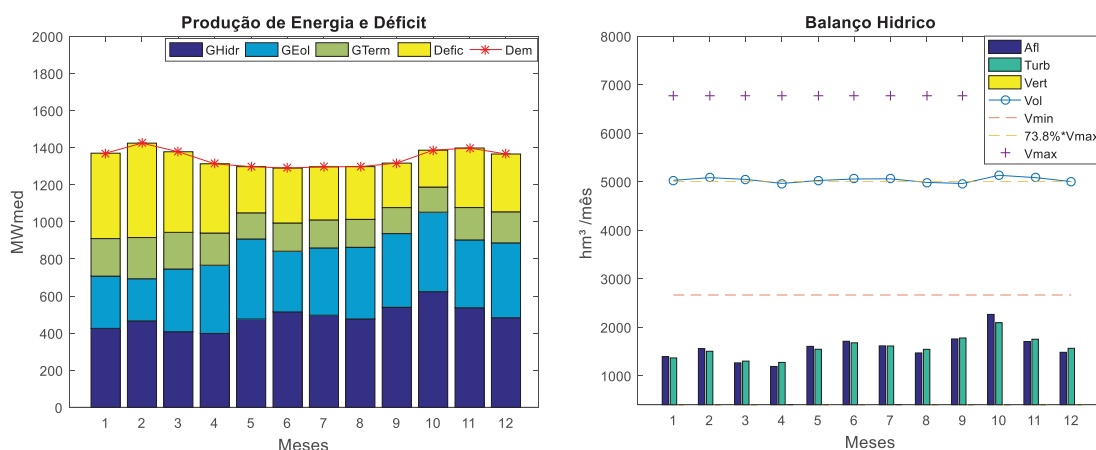
Geração Térmica	669,49 MW
Geração Hídrica	9335,89 MW
Geração Eólica	8634,60 MW
Déficit	0

B) Cenário ii

O custo de operação deste cenário é R\$ 1,51e+7 devido a elevada incerteza da geração hídrica e eólica. Tal como no cenário ii do caso I a incerteza na geração faz com que haja indisponibilidade de quase metade da potência

gerada. Nesta operação, o nível do reservatório manteve-se quase invariável pelo fato de que toda vazão afluyente é turbinada (Figura 5-14).

Figura 5-14 Resultados do despacho (à esquerda) e volume armazenado, turbinado e devido à afluência (à direita) para caso III cenário ii. Fonte: O autor, 2019.



Na Tabela 5-11 é possível verificar a geração total para cada fonte de energia verificado no caso III, cenário ii.

Tabela 5-11 Geração total caso III, cenário ii. Fonte: O autor, 2019.

Geração Térmica	2008,64 MW
Geração Hídrica	5841,79 MW
Geração Eólica	4317,30 MW
Déficit	3963,59 MW

C) Cenário iii

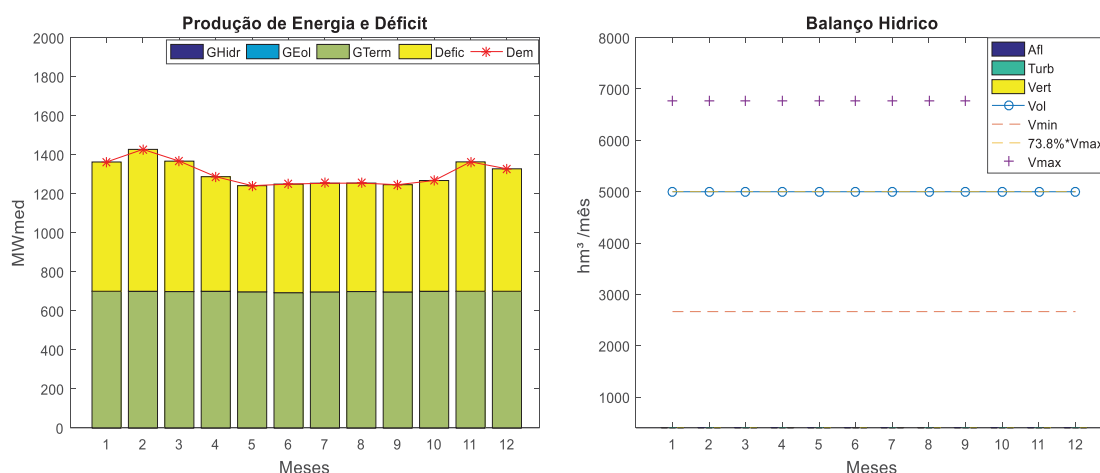
Este cenário tem um custo operacional de R\$ 3,06e+7. Tal como a análise feita nos casos I e II, este é um cenário de total indisponibilidade de fontes hídrica e eólica. Apenas uma parte da demanda do sistema é atendida, o que implica déficit de energia. Esta é uma operação puramente termelétrica e o nível do reservatório é mantido constante em todo horizonte de planejamento.

Na Tabela 5-12 total é possível verificar a geração total por fonte de energia verificada para o caso III, cenário iii.

Tabela 5-12 Geração total caso III, cenário iii. Fonte: O autor, 2019.

Geração Térmica	8380,50 MW
Geração Hídrica	0
Geração Eólica	0
Déficit	9459,70 MW

Figura 5-15 Resultados do despacho (à esquerda) e volume armazenado, turbinado e devido à afluência (à direita) para caso III cenário iii. Fonte: O autor, 2019.



5.2 RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS

Na resolução do sistema teste 33 barras foram utilizados os dados descritos no Anexo A1 deste trabalho, cujo diagrama e a configuração das usinas hidrelétricas é ilustrado em 4.2. Devido ao elevado custo computacional das simulações envolvendo este sistema teste, foi usado um computador virtual da plataforma *Google Cloud*, com as seguintes características: CPU Quad 2.2 GHz Intel Xenon® (Hyper Threaded) com memória RAM de 30 GB.

Neste sistema teste (33 barras) foram simulados 9 cenários, variando o grau de incerteza da geração e da demanda em 0; 0,25 e 0,75. Os resultados obtidos podem ser verificados na Tabela 5-13.

Tabela 5-13 Resultados para o sistema de 33 barras. Fonte: O autor, 2019.

Γ^D		Γ^{ph}, Γ^e		
		0	0,25	0,75
0	Custo (R\$)	1,84E+06	5,04E+06	3,92E+07
	Tempo Comput (min)	39,011	187,066	400,087
0,25	Custo (R\$)	7,71E+06	7,80E+06	1,42E+08
	Tempo Comput (min)	15,6567	104,147	41,301
0,75	Custo (R\$)	8,00E+06	5,85E+07	2,03E+08
	Tempo Comput (min)	102,047	405,341	24,704

A partir da Tabela 5-13 nota-se que o custo operacional do sistema, na tabela designado por *custo*, é menor quanto menor for o grau de incerteza e vice-versa. O custo operacional para o cenário de baixa incerteza é de 1,84E+6 R\$, sendo o custo operacional mais baixo possível para esta simulação, e o custo operacional para o cenário de extrema incerteza é de 2,03E+8 R\$, sendo o custo operacional mais alto para esta simulação.

O tempo computacional médio, na tabela designado por *tempo comput* é de 150 minutos, sendo que o mínimo é de 15 minutos e o máximo 405 minutos.

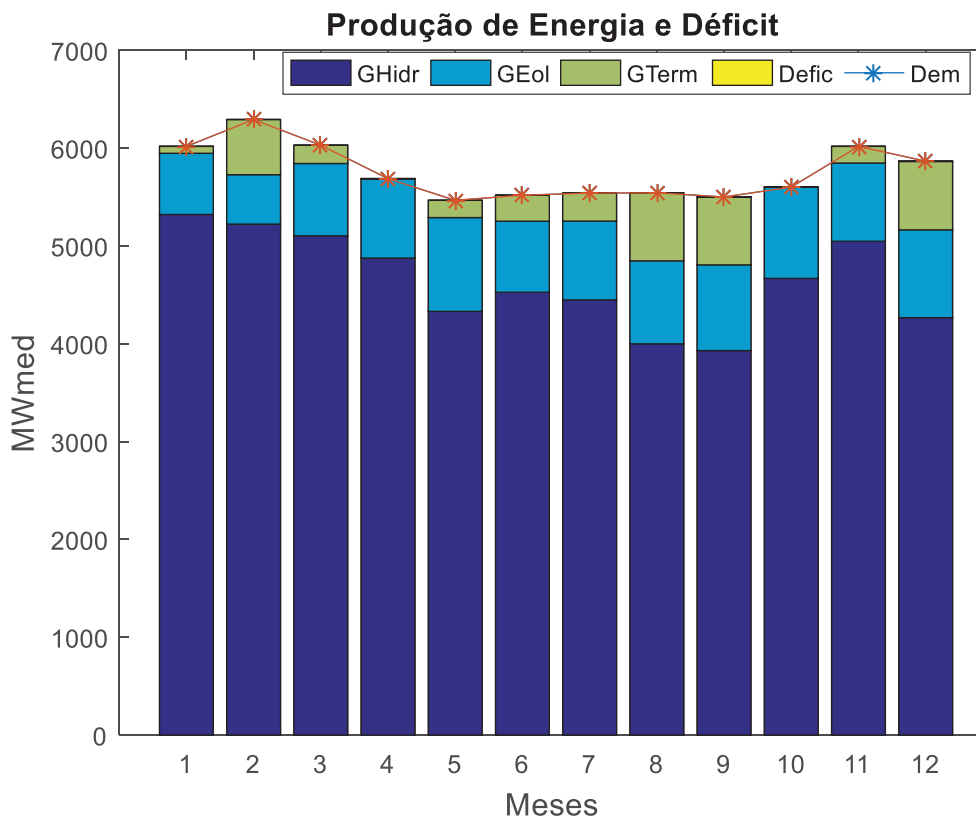
Dos 9 cenários simulados, serão apresentados os resultados detalhados de 3 deles, que estão sombreados na Tabela 5-13, os quais foram considerados os mais relevantes. Os 3 cenários, a seguir chamados de Cenário I, Cenário II e Cenário III apresentam os graus de incerteza de 0, 0,25 e 0,75, respectivamente.

a) Cenário I ($\Gamma^D = \Gamma^{ph} = \Gamma^e = 0$)

O cenário I é isento de incertezas, pois os graus de incertezas da geração (hidrelétrica e eólica) e da demanda são nulos, e os valores das afluências hídricas futuras e das velocidades de vento são determinísticos. A partir da Tabela 5-13 observa-se que o custo operacional do sistema para esse cenário é de 1,84E+6 R\$, e o tempo computacional é de 39 minutos. O custo operacional é o mais baixo nesta simulação, pois a incerteza é a mínima possível.

A partir da Figura 5-16 nota-se que a demanda (Dem) é atendida principalmente pelas fontes hidrelétrica (GHidr) e eólica (GEol), com uma participação da geração térmica (GTerm) nos meses de maior demanda e/ou menores afluências hídricas. Neste cenário, devido à alta disponibilidade de fontes de geração de menor custo, não há risco de déficit de energia (Defic).

Figura 5-16 Resultados do despacho para cenário i (33 barras). Fonte: O autor, 2019.



A Figura 5-17 mostra a geração de energia de cada usina hidrelétrica ao longo do horizonte de planejamento. A usina UHE 1 corresponde a usina de Machadinho; a usina UHE 2 corresponde a usina de Itá; a usina UHE 3 corresponde a usina Bento Munhoz; a usina UHE 4 corresponde a usina de S. Segredo; a usina UHE 5 corresponde a usina S. Santiago; a usina UHE 6 corresponde a usina de Osório; e a usina UHE 7 corresponde a usina de S. Caxias.

A produção das usinas fio d'água (PH2, PH6 e PH7) são praticamente constantes ao longo do horizonte de planejamento. A produção das usinas com reservatório (PH1, PH3, PH4 e PH5) varia de acordo com a afluência, exceto a produção de PH1 que se mantém próxima da geração da usina.

O volume armazenado em cada reservatório é mostrado na Figura 5-18. No final do horizonte de planejamento, o reservatório da usina hidrelétrica 5 (UH5) tem o volume menor que no início de planejamento, e o reservatório da usina hidrelétrica 3 (UH3) tem o volume maior que no início do planejamento. Nos outros reservatórios não se verificam grandes alterações de volume

armazenado ao longo do horizonte de planejamento. Todos os reservatórios operam dentro do seu volume útil.

Figura 5-17 Produção de energia por usina hidrelétrica. Fonte: O autor, 2019.

Fonte: O autor, 2019.

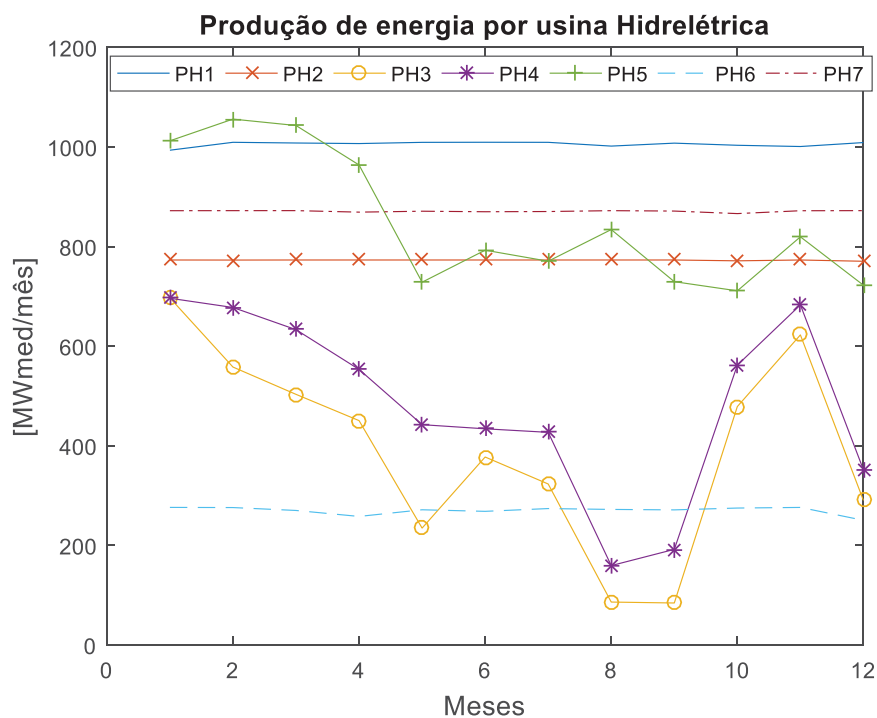
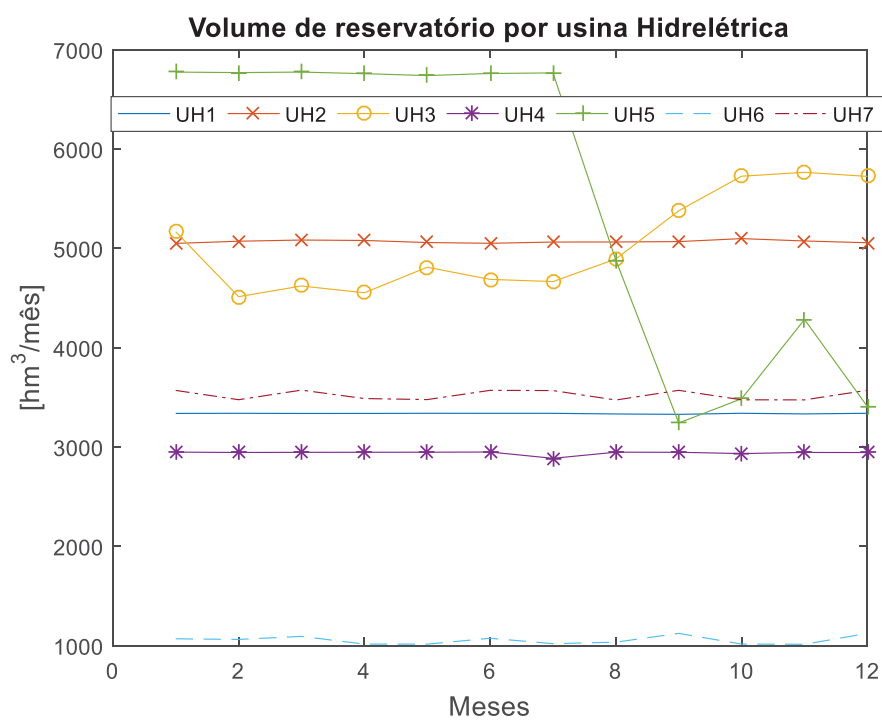


Figura 5-18 Volume de reservatório por usina Hidrelétrica- cenário i. Fonte: O autor, 2019.

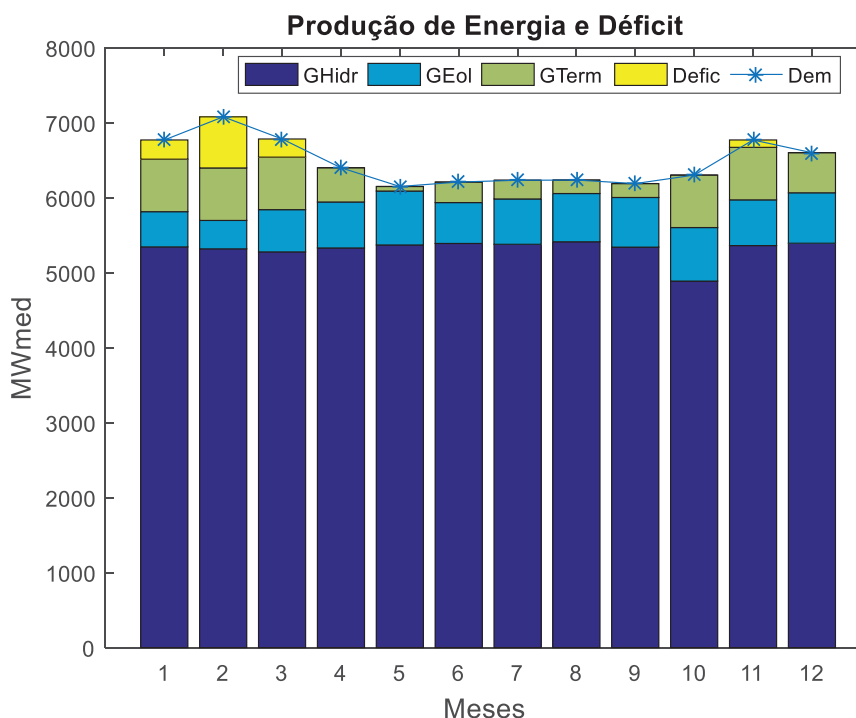


b) Cenário II ($\Gamma^D = \Gamma^{ph} = \Gamma^e = 0,25$)

O cenário II é de incerteza relativamente baixa, porém elevada em relação ao cenário I. O custo operacional deste cenário é de 7,80E+6 R\$, maior que o custo operacional do cenário I (1,84E+6 R\$) e o tempo computacional é de 104 minutos. Neste cenário há risco de déficit nos meses de maior demanda (meses 1, 2, 3 e 11). Este risco de déficit é verificado devido à incapacidade de atendimento total à demanda com a geração própria do sistema.

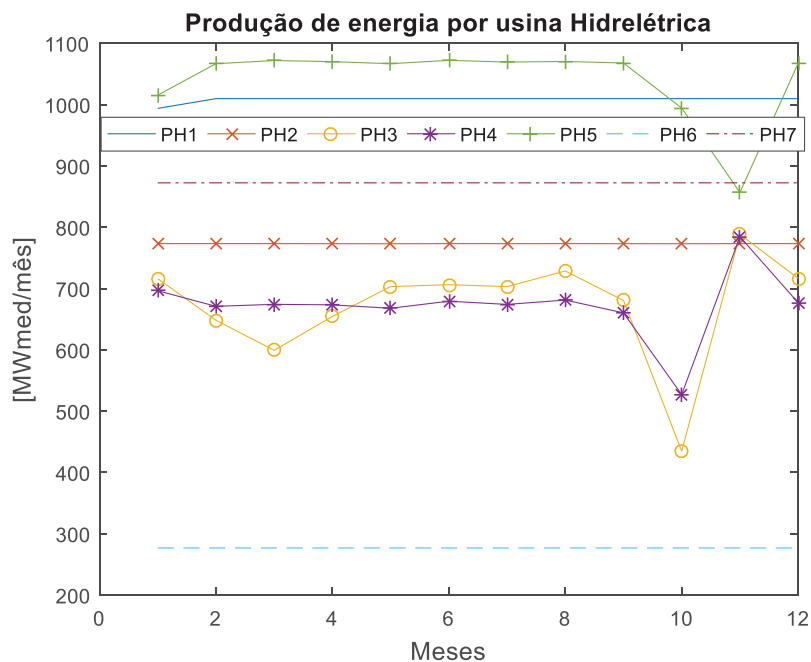
A Figura 5-19 mostra o despacho hidro-termo-eólico no atendimento a demanda durante o horizonte de planejamento. É possível notar que a demanda a ser atendida no cenário II é maior que a atendida no cenário I, pois o aumento da incerteza na demanda faz com que a demanda incerta seja maior que a demanda prevista.

Figura 5-19 Resultados do despacho para cenário ii (33 barras). Fonte: O autor, 2019.



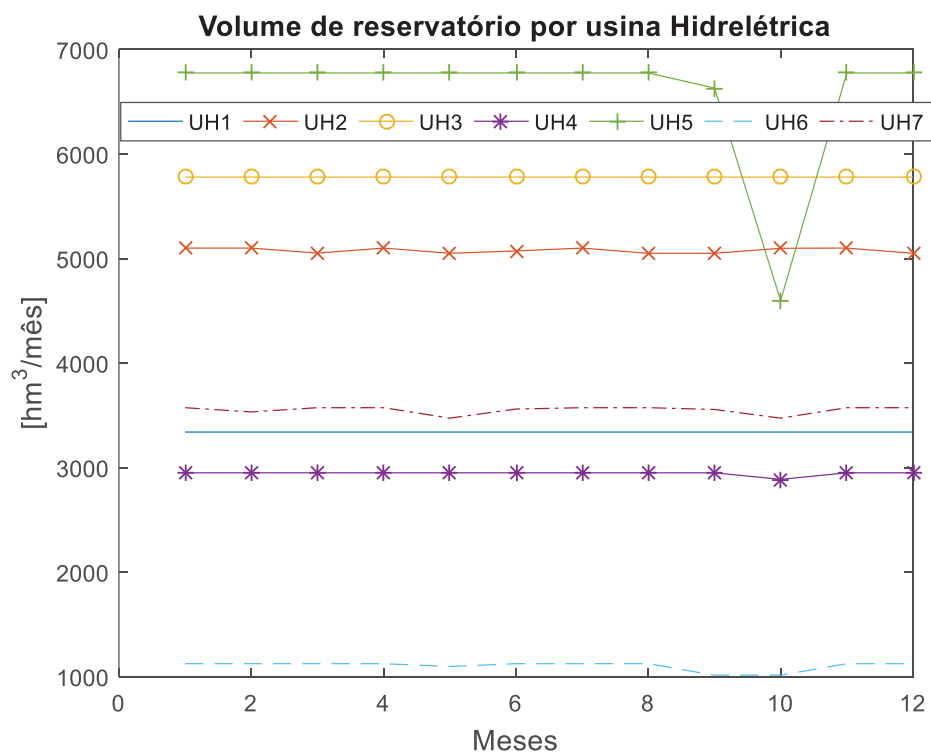
A Figura 5-20 mostra a produção de energia elétrica de cada uma das usinas. É possível observar que a usina 5 tem a maior contribuição no despacho da geração e a usina 6 apresenta a menor.

Figura 5-20 Produção de energia por usina hidrelétrica -cenário ii. Fonte: O autor, 2019.



Os volumes dos reservatórios se mantêm praticamente inalterados, exceto o volume do reservatório da usina 5, que varia entre os períodos 8 e 11 do horizonte de planejamento. A Figura 5-21 mostra os volumes dos reservatórios do sistema teste 33 barras para o cenário ii.

Figura 5-21 Volume de reservatório por usina hidrelétrica-cenário ii

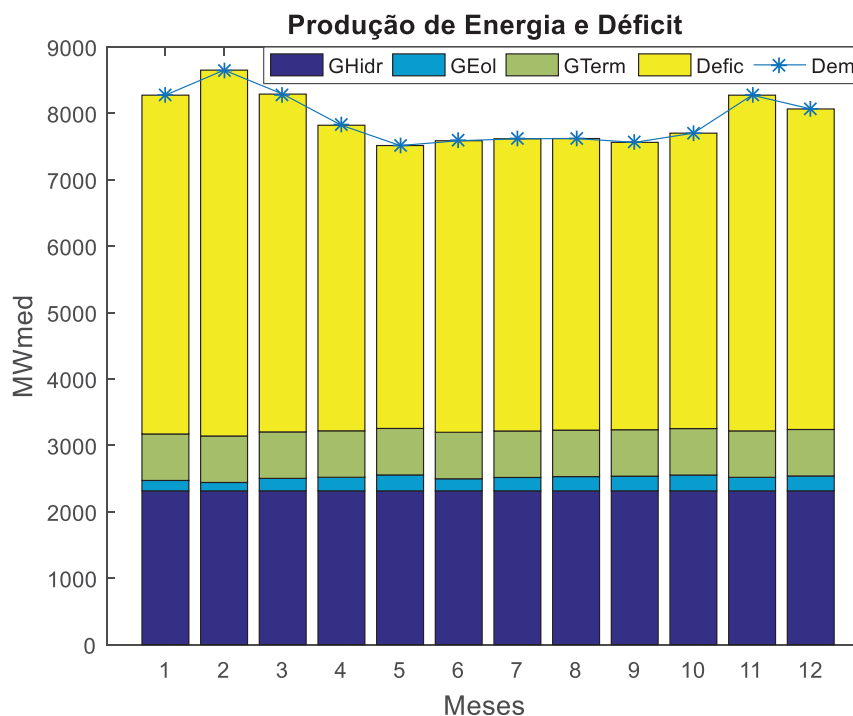


c) Cenário III ($\Gamma^D = \Gamma^{ph} = \Gamma^e = 0,75$)

Este cenário tem um custo operacional de 2,03E+08 R\$, e é o cenário com maior custo operacional dentre todos cenários simulados. Este custo operacional elevado ocorre devido à alta indisponibilidade da geração hídrica e eólica, resultantes do tamanho de incerteza elevado considerado para estas fontes.

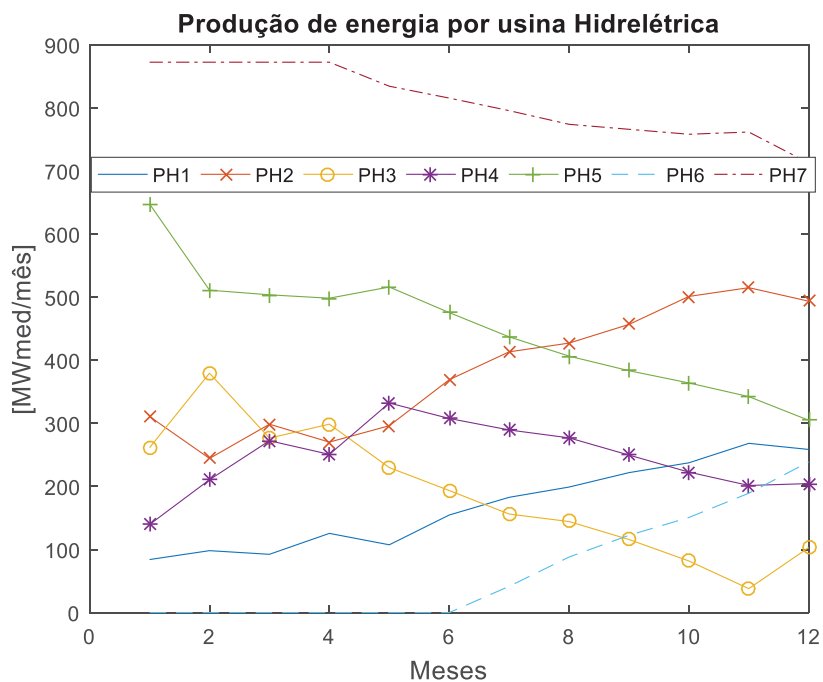
A Figura 5-22 mostra que nas condições do cenário iii, a geração do sistema não atende toda a demanda, havendo maior risco de déficit, pois mais da metade da demanda não é atendida.

Figura 5-22 Resultados do despacho para cenário iii (33 barras). Fonte: O autor, 2019.



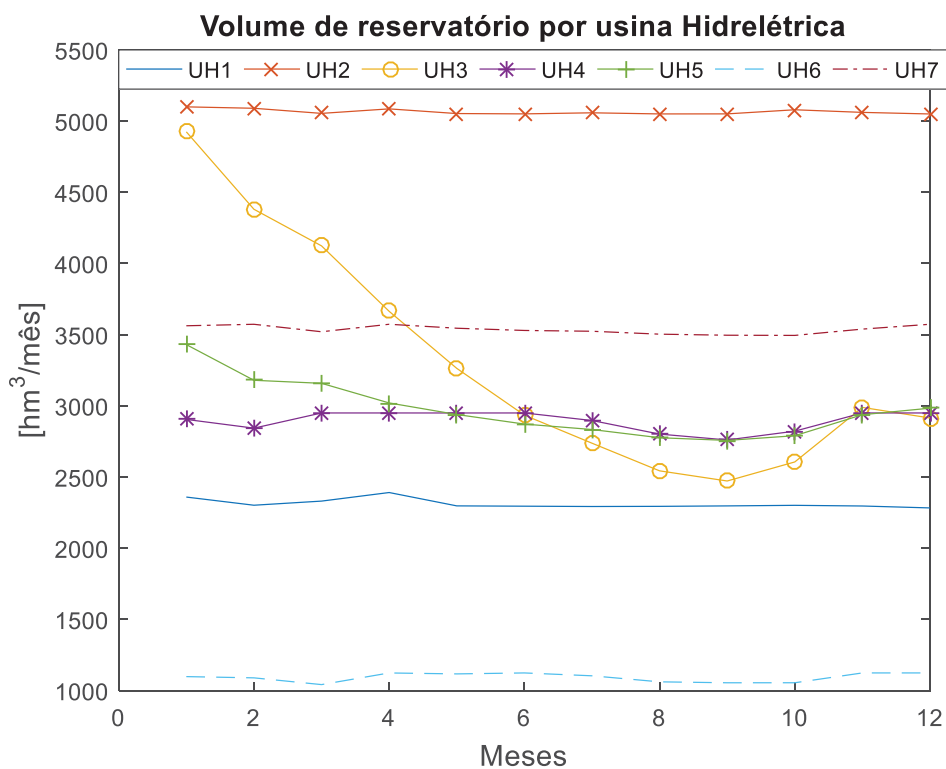
A Figura 5-23 mostra a produção de energia hidrelétrica em cada usina do sistema, ao longo do horizonte de planejamento. Neste cenário, a usina 7 apresenta os maiores despachos de geração, e a usina 6 os menores.

Figura 5-23 Produção de energia por usina hidrelétrica- cenário iii. Fonte: O autor, 2019.



A Figura 5-24 mostra o comportamento dos reservatórios, em termos do volume de água armazenada ao longo do horizonte de planejamento.

Figura 5-24 Volume de reservatório por usina hidrelétrica- cenário iii. Fonte: O autor, 2019.



5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

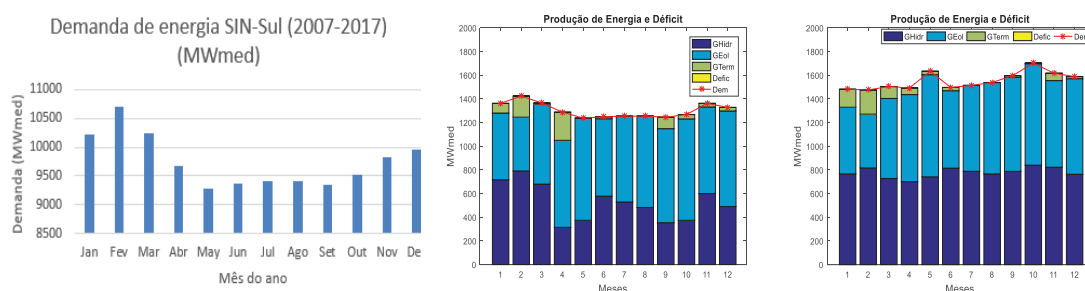
Nos resultados das simulações computacionais realizadas no sistema teste de 2 barras, verificou-se que o custo operacional dos sistemas aumenta com o aumento de incerteza na geração hídrica e/ou eólica para os três casos analisados, embora para cada cenário analisado diferentes graus de incerteza para geração hídrica e eólica, e para a demanda, tenham sido considerados. O intercâmbio de energia entre as barras 1 e 2 diminui com o aumento da incerteza na geração e, no caso extremo, em que a geração de fontes hídrica e eólica é nula, o intercâmbio de potência é efetuado no sentido inverso, da barra 2 para barra 1. Assim, com base nos resultados das simulações, nota-se que o custo de operação é diretamente proporcional à incerteza e o fluxo de potência de intercâmbio é inversamente proporcional à incerteza (Figura 5-25).

Figura 5-25: comparação custo operacional vs incerteza (à esquerda) e intercâmbio de potência vs incerteza (à direita). Fonte: O autor, 2019.

Γ^D		Γ^{ph}				
		0	0,25	0,5	0,75	1
0	Custo (R\$)	4,38E+05	5,26E+05	1,07E+06	2,70E+06	1,61E+07
	Transmissão max / 1 [MW]	834,0570113	805,24867111	764,51215	680,43839110	484,5775110
	Tempo Comput (min)	8,3907	7,5979	12,1334	8,7821	1,2267
0,25	Custo (R\$)	6,24E+05	1,32E+06	2,10E+06	4,23E+06	8,78E+06
	Transmissão max / 1 [MW]	821,168111	783,456110	748,736110	680,43839110	484,5775110
	Tempo Comput (min)	7,3328	10,3705	7,6245	7,844	5,6273
0,5	Custo (R\$)	1,24E+06	2,03E+06	4,12E+06	6,65E+06	2,37E+07
	Transmissão max / 1 [MW]	776,632110	739,298110	424,368110	238,436110	210,453110
	Tempo Comput (min)	6,28	6,44	6,249	12,0684	3,2005
0,75	Custo (R\$)	2,30E+06	1,30E+07	5,65E+06	1,23E+07	2,37E+07
	Transmissão max / 1 [MW]	617,146110	573,814110	294,114110	172,29912	210,453110
	Tempo Comput (min)	6,1842	4,1609	7,1189	6,1642	3,0157
1	Custo (R\$)	3,53E+06	5,09E+06	1,03E+07	4,27E+06	3,07E+07
	Transmissão max / 1 [MW]	432,149110	324,604110	125,63110	572,868110	115,30015
	Tempo Comput (min)	7,0214	6,0153	5,1044	6,5118	2,5145

O aumento da incerteza da demanda modifica o perfil de carga, como ilustrado na Figura 5-26. Na esquerda é mostrado o perfil de carga adotado para este trabalho, no centro o despacho da geração que acompanha o perfil de carga original (cenário de baixa incerteza da demanda), e à direita tem-se o despacho da geração no qual o perfil de carga está distorcido, o que é característico de uma elevada incerteza na demanda, o caso de $\Gamma^D = 1$.

Figura 5-26 Distorção do perfil de carga. Fonte: O autor, 2019.



A principal diferença nos resultados das simulações do sistema teste 2 barras e 33 barras, está relacionado ao elevado tempo computacional para a resolução do último. Isto deve-se à complexidade deste sistema, pois possui sete usinas hidrelétrica que formam dois agrupamentos em cascata, nove pontos de carga e 33 barras. Assim, por exemplo, a diferença no número de variáveis que devem ser otimizadas entre os dois sistemas é mostrada na Tabela 5-14.

Tal como as variáveis, as restrições aumentam na mesma proporção, o que faz com que para a execução deste sistema teste de 33 barras seja utilizadas ferramentas computacionais alternativas, como a plataforma *Google Cloud*.

O tempo computacional necessário para a resolução de cada cenário é bastante variável, podendo levar de meio minuto até 15 minutos no sistema teste 2 barras, e de 15 minutos a 400 minutos para o sistema teste de 33 barras. Vale ressaltar que a simulação do sistema teste de 33 barras foi realizada numa plataforma computacional superior à usada no sistema teste de duas barras.

Na análise dos casos de operação em que o grau de incerteza é diferente de zero, há algumas particularidades de operação que se assemelham à operação determinística, como os casos : ($\Gamma^D = 0, \Gamma^{Ph} = 0$ e $\Gamma^{Pe} = 0$) os quais caracterizam-se como uma operação determinística hidro-termo-eólica; ($\Gamma^{Pe} = 0$) é uma operação hidrotérmica, com variação de incertezas da geração hídrica e da demanda; ($\Gamma^{Ph} = 0$) é uma operação termo-eólica.

Para o sistema de duas barras, em todos os cenários simulados, não houve vertimento, enquanto que para o sistema teste 33 barras, onde há usinas

em cascata, houve vertimento de pequenos volumes em algumas usinas situadas à montante, para satisfazer as usinas à jusante.

Tabela 5-14 Comparação do número de variáveis dos sistemas testes

Variável	2 barras	33 barras	Diferença
$pt_{k,t}$	12 ($k = 1, t = 12$)	12 ($k = 1, t = 12$)	0
$D_{ef,it}$	24 ($i = 2, t = 12$)	396 ($i = 33, t = 12$)	372
$ph_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
$pe_{w,t}$	12 ($w = 1, t = 12$)	12 ($w = 1, t = 12$)	0
$pl_{l,t}$	12 ($l = 1, t = 12$)	612 ($l = 51, t = 12$)	600
$V_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
$afl_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
$Q_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
$s_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
$\theta_{(l)t}$	12 ($l = 1, t = 12$)	612 ($l = 51, t = 12$)	600
$\tilde{p}e_{wt}$	12 ($w = 1, t = 12$)	12 ($w = 1, t = 12$)	0
\tilde{D}_{it}	24 ($i = 2, t = 12$)	396 ($i = 33, t = 12$)	372
$\tilde{p}h_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
$\tilde{a}fl_{r,t}$	12 ($r = 1, t = 12$)	84 ($r = 7, t = 12$)	72
Total	192	2640	2448

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um modelo computacional para o planejamento hidrotérmico eólico realizado em um ambiente com incertezas nas variáveis exógenas. A Otimização Robusta é uma ferramenta prática que permite representar parâmetros incertos por conjuntos robustos a um custo computacional reduzido, comparativamente a outros modelos de planejamento sob incerteza. O grau de incerteza impacta diretamente no despacho de geração, risco de déficit e consequentemente no custo operacional do sistema. Quanto maior for o tamanho de incerteza da geração, maior a indisponibilidade das fontes de geração, cuja energia primária é altamente estocástica. Consequentemente há um aumento do custo de operação. Similarmente, quanto maior for o tamanho de incerteza da demanda, maior é o risco desta não ser totalmente atendida, ocasionando déficit e consequente elevado custo operacional.

O planejamento da operação hidro-termo-eólica sob incerteza é um problema computacionalmente complexo. Portanto, neste trabalho o modelo proposto possui algumas simplificações. O sistema teste de 33 barras, por exemplo, apresenta uma diferença de 2448 variáveis se comparado ao sistema teste de 2 barras utilizado neste trabalho. O número de variáveis é consideravelmente grande, levando-se em conta ainda que uma abordagem linearizada para o fluxo de potência foi empregada no desenvolvimento do modelo proposto

Em problemas de despacho hidro-termo-eólico, onde as incertezas de geração e demanda são modeladas por meio da otimização robusta, devido ao custo computacional elevado, faz se pertinente o uso de plataformas computacionais avançadas (como é o caso de *Google Cloud*), com boa velocidade de processamento e memória, a fim de obter resultados satisfatórios nas simulações.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros propõe-se uma abordagem generalizada da otimização robusta, na qual avalia-se a correlação das incertezas de geração hídrica entre vários subsistemas, tendo cada subsistema sua probabilidade de afluência futura, por exemplo, aplicável ao SIN por possuir vários subsistemas interligados e com características de pluviosidade e de vento diferentes.

Propõe-se a análise usando modelo AC para a linha de transmissão, de modo que se possa fazer o planejamento também incluindo a alocação ótima da reserva girante, uma vez que para a ótima operação de usinas eólicas deve haver uma reserva girante no sistema, a fim de compensar as oscilações bruscas na potência gerada, devido a sua forte dependência com a velocidade do vento.

Outra abordagem atraente em otimização robusta seria o planejamento integrado de operação e expansão, no qual seria usada uma abordagem de três níveis (minimização de variáveis de decisão, maximização de variáveis incertas e minimização de variáveis de operação) levando-se em conta sistemas de energia com diversas fontes de incerteza como é o caso de sistemas hidro-termo-eólicos.

REFERÊNCIAS

- ALEM, Douglas José. **Programação estocástica e otimização robusta no planejamento de produção de empresas moveleiras**. Tese (Doutorado) – Curso de Ciência de Computação e Matemática Computacional, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.
- ALEM, Douglas; MORABITO, Reinaldo. Planejamento da produção sob incerteza: programação estocástica versus otimização robusta. **Gestão & Produção**, v. 22, n. 3, p.539-551, 29 set. 2015. Fap UNIFESP (SciELO).
- ALVES, Washington Fernandes. **Proposição De Sistemas-Teste Para Análise Computacional de Sistemas de Potência**. Dissertação (Mestrado)-Curso de Pós-graduação em Computação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2007.
- AMJADY, Nima *et al.* Adaptive Robust Network-Constrained AC Unit Commitment. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 32, n. 1, p.672-683, jan. 2017.
- ANDRIOLO, Rodrigo Farias. **Acoplamento Elétrico Energético no Planejamento da Operação em Médio Prazo com Restrição de Transmissão**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.
- ARCE, A.; OHISHI, T.; SOARES, S. Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 17, n. 1, p.154-158, 2002. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- ATTARHA, Ahmad; AMJADY, Nima; CONEJO, Antonio J. Adaptive robust AC optimal power flow considering load and wind power uncertainties. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, v. 96, p.132-142, mar. 2018. Elsevier BV.
- BDMEP – INMET, **Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa do Instituto Nacional de Meteorologia**. Disponível em http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/form_mapas_mensal.php. Acesso em out. 2018.
- Benders, J F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. **Numerische Mathematik**, v. 4, n. 1 p. 238–252, dez. 1962.
- BEN-TAL, Aharon; NEMIROVSKI, Arkadi. Robust solutions of Linear Programming problems contaminated with uncertain data. **Mathematical Programming**, v. 88, n. 3, p.411-424, set. 2000.
- BERTSIMAS, Dimitris; BROWN, David B.; CARAMANIS, Constantine. Theory and Applications of Robust Optimization. **Siam Review**, v. 53, n. 3, p.464-501, jan. 2011. Society for Industrial & Applied Mathematics (SIAM)

BERTSIMAS, Dimitris; SIM, Melvyn. The Price of Robustness. **Operations Research**, v. 52, n. 1, p.35-53, fev. 2004. Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS)

BORGES, S. S.; FERNANDES, T. S. P.; ALMEIDA, K. C. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos pontos interiores e coordenadas retangulares. **Revista Controle & Automação**, Vol.22 no.5, Set. 2011.

CARNEIRO, Adriano Alber de Franca Mendes. **Contribuição ao planejamento de Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**. Tese (Doutorado)-Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1991.

CHEN, Zhi-long; POWELL, Warren B. Solving Parallel Machine Scheduling Problems by Column Generation. **Inform Journal On Computing**, v. 11, n. 1, p.78-94, fev. 1999. Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS).

CONEJO, Antonio J. *et al.* **Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making under uncertainty**. 1^a ed. Switzerland: Springer, 2016.

EPE-Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2027>. Acesso em 15/06/2018

FINARDI, Erlon C.; SILVA, Edson L. da; SAGASTIZÁBAL, Claudia. Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian Relaxation and Sequential Quadratic Programming. **Computational & Applied Mathematics**, v. 24, n. 3, p.317-341, dez. 2005. Brazilian Society for Computational and Applied Mathematics (SBMAC)

FINARDI, Erlon Cristian. **Alocação de Unidades Geradoras Hidrelétricas em Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Relaxação Lagrangeana e Programação Quadrática Sequencial**. Tese (Doutorado)- Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

FORTUNATO, L. A. M., T. A. Araripe Neto, et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: EDUFF Editora Universitária, 1990.

LORCA, Álvaro. **Robust Optimization for Renewable Energy Integration in Power System Operations**. Tese (Doutorado) – School of Industrial and Systems Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, 2016.

LORCA, Alvaro; SUN, Xu Andy. Adaptive Robust Optimization With Dynamic Uncertainty Sets for Multi-Period Economic Dispatch Under Significant

Wind. **IEEE Transactions On Power Systems**, v. 30, n. 4, p.1702-1713, jul. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

MEDEIROS, Guilherme Fleith de; KRIPKA, Moacir. ALGUMAS APLICAÇÕES DE MÉTODOS HEURÍSTICOS NA OTIMIZAÇÃO DE ESTRUTURAS. **Revista Ciatec – UPF**, v. 4, n. 1, p.19-32, 18 ago. 2012.

MONTEZANO, Bruno. **As energias solar e eólica no Brasil**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel): Rio de Janeiro, 21 out. 2010. Slides. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/casasolar/casasolar2013.pdf>. Acesso em 20/07/2018

MORAES, Rodrigo Alves de *et al.* Short-Term Scheduling of Integrated Power and Spinning Reserve of a Wind-Hydrothermal Generation System with AC Network Security Constraints. **Journal Of Control, Automation And Electrical Systems**, v. 29, n. 1, p.1-14, 4 dez. 2017.

MORAIS, Rodrigo Alves de. **Despacho Eólico Hidrotérmico para horizonte de Curto Prazo**. 2016. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

OLIVEIRA, Fabricio. Mini - curso: **Introdução a otimização sob incertezas**. Departamento de engenharia Industrial da Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro, 2013

ONS. **O Sistema Interligado Nacional**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em 03 maio 2018.

ONS. **Plano de Operação Energética 2017/2021 (PEN 2017)**. Operador Nacional do Sistema Elétrico: Rio de Janeiro, 2017.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v.52, p. 359-375, mai. 1991.

PERON, Alexandre Mattos. **Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletro-energética da região nordeste brasileira**. 2017. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

QUEIROZ, Anderson Rodrigo de. Stochastic hydro-thermal scheduling optimization: An overview. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p.382-395, set. 2016. Elsevier BV.

RAMOS, Tales P. *et al.* Modelo para o despacho de usinas individualizadas no planejamento hidrotérmico de médio prazo baseado em PNL. **SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática**, v. 23, n. 5, p.594-607, out. 2012. Fap UNIFESP (SciELO).

RICOSTI, Juliana Ferrari Chade. Inserção de Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro. Dissertação (Mestrado)- Curso de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

RODRIGUES, Rafael N. et al. Solving the Short-Term Scheduling Problem of Hydrothermal Systems via Lagrangian Relaxation and Augmented Lagrangian. **Mathematical Problems In Engineering**, v. 2012, p.1-18, 2012. Hindawi Limited

SILVA, Sandra Sereide Ferreira da *et al.* COMPLEMENTARIDADE HIDRO EÓLICA: DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NACIONAL. **Holos**, v. 6, p.32-53, 11 dez. 2015. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN).

SILVA, Saulo R. *et al.* Effects of wind penetration in the scheduling of a hydro-dominant power system. **2014 IEEE Pes General Meeting | Conference & Exposition**, p.1-6, jul. 2014

SILVA, Saulo Ribeiro. **Planejamento Hidrotérmico Considerando a Penetração de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2014.

SOYSTER, A. L. Technical Note—Convex Programming with Set-Inclusive Constraints and Applications to Inexact Linear Programming. **Operations Research**, v. 21, n. 5, p.1154-1157, out. 1973.

TAKIGAWA, Fabricio Y. K.; FINARDI, Erlon C.; SILVA, Edson L. da. A decomposition strategy to solve the Short-Term Hydrothermal Scheduling based on Lagrangian Relaxation. **2010 IEEE/PES Transmission And Distribution Conference And Exposition: Latin America (T&D-LA)**, p.681-688, nov. 2010. IEEE.

TAKIGAWA, Fabrício Yutaka Kuwabata. **Desenvolvimento de um Modelo Computacional para o Problema da Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**. 2010. 212 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

Wikipédia. **Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2010**. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Confer%C3%A2ncia_das_Na%C3%A7%C3%B5es_Unidas_sobre_as_Mudan%C3%A7as_Clim%C3%A1ticas_de_2010, Acesso: 24 set. 2018.

ZENG, Bo; ZHAO, Long. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method. **Operations Research Letters**, v. 41, n. 5, p.457-461, set. 2013. Elsevier BV.

ZHAO, Long; ZENG, Bo. Robust unit commitment problem with demand response and wind energy. **2012 IEEE Power And Energy Society General Meeting**, p.1-8, jul. 2012

ANEXO A1- DADOS DO SISTEMA TESTE STB-33 BARRAS DO SIN-SUL

Identificação das unidades

UHE 1 Machadinho

UHE 2 Itá

UHE 3 Bento Munhoz

UHE 4 Segredo

UHE 5 S Santiago

UHE 6 Osório

UHE 7 S Caxias

Dados dos reservatórios

Usinas	V0	Vmax	Vmin	Qrmax	srmax
	hm ³	hm ³	hm ³	m ³ /s	m ³ /s
H1	3181,45	2283	3340	1140	2280
H2	5100	5050	5100	1450	2900
H3	5208,25	1974	5779	1376	2752
H4	2891,8	2562	2950	1268	2536
H5	6158,05	2662	6775	1576	3152
H6	1124	1014	1124	1784	3568
H7	3573	3473	3573	2100	4200

Coefficientes do polinômio de cota de montante

Usinas	a0 (×10 ³)	a1 (×10 ⁻¹)	a2 (×10 ⁻⁵)	a3 (×10 ⁻⁹)	a4 (×10 ⁻¹³)
	[m]	[m/hm ³]	[m/hm ⁶]	[m/hm ⁹]	[m/hm ¹²]
H1	0,4012	0,501	-1,573	3,2966	-2,2883
H2	0,37	0	0	0	0
H3	0,6509	0,3499	-0,65	0,7778	-0,3953
H4	0,5525	0,2469	-0,2103	0	0
H5	0,4477	0,1823	-0,2871	0,3003	-0,1273
H6	0,397	0	0	0	0
H7	0,325	0	0	0	0

Coeficientes do polinômio de cota de jusante

Usinas	b_0 ($\times 10^3$)	b_1 ($\times 10^{-4}$)	b_2 ($\times 10^{-7}$)	b_3 ($\times 10^{-12}$)	b_4 ($\times 10^{-18}$)
	[m]	[s/m ²]	[s ² /m ⁵]	[s ³ /m ⁸]	[s ⁴ /m ¹¹]
H1	0,3719	19,3242	-0,853	2,3757	-26,1625
H2	0,2614	30,1186	-5,6361	67,9144	-3028,48
H3	0,6019	11,0583	4,2089	-83,1147	4761,118
H4	0,49	0,6084	2,9248	-23,2012	456,45
H5	0,3944	21,11	-0,7923	2,3516	-27,1386
H6	0,3218	22,8099	-1,4027	3,8419	-53,6304
H7	0,2579	6,2084	-0,1718	0,2283	0,0122

Coeficientes de perdas hidráulicas

Usina	$k(x10^{-6})$ [s ² /m ⁵]
Machadinho	5,452
Itá	20,173
Bento Munhoz	22,29
Salto Segredo	18,3
Salto Tiago	10,776
Salto Osório	53,713
Salto Caxias	3,628

Dados Usina Termelétrica

Usina	Ptmin[MW]	Ptmax	C2	C1	C0
UTE	0	700	0,001	609,5	0

Dados de Linhas de transmissão

Linha	de	para	xl(pu)	FImax (MW)
1	4	10	1,146	660
2	4	10	1,1651	660
3	5	1	1,12	1843,6
4	5	18	0,124	2400,2
5	5	18	0,126	2400,2
6	6	7	6,64	165
7	6	7	6,29	165
8	6	7	6,7	165
9	6	13	6,99	207,9
10	6	30	7,69	323
11	6	33	1,09	350,9
12	6	33	1,03	391,6
13	9	3	1,05	1386
14	9	18	0,654	2500,3
15	9	31	0,697	2400,2
16	11	12	0,73	1800,7
17	12	2	1,02	1478,4
18	13	8	6,36	165
19	13	30	0,89	356,4
20	18	10	2,55	2321
21	18	22	2,048	2321
22	18	23	2,69	2400,2
23	19	18	1,207	739,2
24	19	30	15,738	350,9
25	19	30	15,718	350,9
26	20	22	2,9224	2240,7
27	20	23	1,603	1392,6
28	21	20	1,15	739,2
29	21	20	1,163	739,2
30	21	20	1,277	739,2
31	22	25	2,3467	1856,8
32	23	10	0,44	2321
33	24	23	1,163	739,2
34	24	23	1,166	739,2
35	25	27	0,9164	1856,8
36	26	25	1,211	739,2
37	26	25	1,233	739,2

Linha	de	para	$x_l(\text{pu})$	F_{lmax} (MW)
38	27	28	3,852	1856,8
39	28	14	1,5383	1787,5
40	28	25	3,0339	2400,2
41	28	29	0,92	2400,2
42	28	31	2,17	2321
43	29	15	4,131	1379,4
44	29	22	0,59	2400,2
45	30	16	1,7022	1180
46	31	12	1,171	2607
47	31	17	1,515	1542,2
48	32	27	1,219	739,2
49	32	27	1,138	739,2
50	32	27	1,217	739,2
51	33	11	1,27	739,2