

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UM MODELO DE MERCADO CONJUNTO DE ENERGIA E
RESERVA BASEADO NO PREÇO CONSIDERANDO A
INCERTEZA NA DISPONIBILIDADE DE CAPACIDADE DE
GERAÇÃO

TAÍSA DE ALMEIDA FELIX

ORIENTADOR: PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 511/2013

BRASÍLIA/DF: JANEIRO - 2013.

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UM MODELO DE MERCADO CONJUNTO DE ENERGIA E
RESERVA BASEADO NO PREÇO CONSIDERANDO A
INCERTEZA NA DISPONIBILIDADE DE CAPACIDADE DE
GERAÇÃO

TAÍSA DE ALMEIDA FELIX

Dissertação de mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

APROVADA POR:

Prof. Dr. Pablo Cuervo (ENE/UNB)
(Orientador)

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo (ENE/UNB)
(Examinador Interno)

Dr. Fabio Stacke (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: JANEIRO - 2013.

FICHA CATALOGRÁFICA

FELIX, TAÍSA DE ALMEIDA

Um modelo de mercado conjunto de energia e reserva baseado no preço considerando a incerteza na disponibilidade de capacidade de geração. [Distrito Federal] 2013.

xiii, 66p., 210 x 297 mm (ENC/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|----------------------------------|---|
| 1. Serviços ancilares de reserva | 2. Otimização linear mista em dois níveis |
| 3. Operação em cenários | 4. Programação estocástica |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

FELIX, T. A. (2013). Um modelo de mercado conjunto de energia e reserva baseado no preço considerando a incerteza na disponibilidade de capacidade de geração. Dissertação de Mestrado em Sistemas de Potência e Energia, Publicação PPGENE.DM - 511/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 66p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTORA: Taísa de Almeida Felix.

TÍTULO: Um modelo de mercado conjunto de energia e reserva baseado no preço considerando a incerteza na disponibilidade de capacidade de geração.

GRAU/ANO: Mestra/2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Taísa de Almeida Felix

QRSW 03 Bloco B4 apto 204, Setor Sudoeste

70675-324 Brasília - DF - Brasil.

Ao meu avô, Manoel Felix (*in memoriam*).

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por ser luz em meu caminho, clareando minhas decisões.

Ao meu companheiro e amigo João André, por apoiar-me incondicionalmente.

A meu orientador Pablo Cuervo, por conduzir com maestria a elaboração deste trabalho.

A minha família, por me incentivar de maneira decisiva nesse projeto. Em especial a minhas avós, Eva e Nyedja, são exemplos de vida valiosos.

Aos amigos, pelo incentivo e apoio constantes.

Aos colegas do Instituto Federal de Brasília, pela compreensão.

A todos aqueles que de alguma maneira me ajudaram na execução dessa pesquisa.

Resumo

Este trabalho desenvolve modelos de mercado conjunto de energia elétrica e reserva baseado no preço, considerando a incerteza na disponibilidade de capacidade de geração. Mais especificamente, é analisado o impacto de curto prazo dos pagamentos em decorrência da incerteza da disponibilidade das unidades geradoras de energia. Para isso, são avaliados os pagamentos de energia, os custos de geração e o corte de carga, utilizando um modelo estocástico multiperíodo num mercado combinado de energia e reserva operando com Minimização Estocástica de Pagamentos e de Custos. A metodologia desenvolvida envolve modelo linear inteiro misto em dois níveis, utilizando estratégia híbrida estocástica com possíveis cenários e simulações de Monte Carlo. Adicionalmente, é desenvolvido modelo multiobjetivo que engloba tanto a abordagem de minimização de custos quanto a de minimização de pagamentos. Os índices financeiros produzidos por todos os modelos são comparados, considerando diferentes políticas de confiabilidade. Os resultados obtidos exibem os pagamentos e os custos esperados em metodologias distintas e em diferentes cenários de falhas nas unidades geradoras.

Palavras-chave: Serviços ancilares de reserva, otimização linear mista em dois níveis, operação em cenários, mercado combinado de energia, programação estocástica, simulação de Monte Carlo.

Abstract

The present study develops models of market power and set reserves based on price, considering the uncertainty in the availability of generation capacity. More specifically, it analyzes the short-term impact of the payments due to the uncertainty of the availability of power generating units. For this, expected load payments, energy generation costs and load shedding are evaluated, using a multiperiod stochastic model in a combined market of energy and reserve under Stochastic Payment Minimization and Stochastic Cost Minimization. The methodology involves mixed integer linear model on two levels, using stochastic hybrid strategy with possible scenarios and Monte Carlo simulations. Additionally, multiobjective model is developed that includes both the cost minimization approach and the minimization of payments. The financial indicators produced by all models are compared considering different policies of reliability. The obtained results show the expected costs and payments in different methodologies and different failure scenarios of the generating units.

Keywords: Ancillary reserve services, bi-level mixed linear optimization, scenario operation, combined pool market, stochastic programming, Monte Carlo simulation.

Sumário

Lista de Símbolos	p. 10
Lista de Tabelas	p. 12
Lista de Figuras	p. 13
1 Introdução	p. 14
1.1 Revisão Bibliográfica	p. 14
1.2 Confiabilidade em Mercados Conjuntos de Energia e Reserva	p. 18
1.2.1 Incerteza	p. 18
1.2.2 Serviços de Reserva de Energia	p. 20
1.3 Motivação	p. 21
1.4 Contribuições da Dissertação	p. 21
1.5 Estrutura da Dissertação	p. 22
2 Abordagem Híbrida Estocástica	p. 23
2.1 Minimização Estocástica de Custos	p. 24
2.1.1 Custos de Partida	p. 25
2.2 Minimização Estocástica de Pagamentos	p. 26
2.2.1 A definição de Cenários	p. 28
2.2.1.1 Probabilidades	p. 28
2.2.2 Patamares de Carga	p. 29
2.3 Análise de Desempenho	p. 30

2.3.1	A geração de Amostras	p. 32
2.3.1.1	Exemplo Numérico	p. 33
2.3.2	Efeito da saída de operação de uma unidade geradora	p. 33
2.3.3	Custo Esperado	p. 34
2.3.4	Pagamento Esperado	p. 35
2.3.5	Corte de carga esperado	p. 35
3	Estudo de Caso - Abordagem Estocástica	p. 37
3.1	Sistema Utilizado	p. 37
3.1.1	Corte de Carga Esperado - Análise Paramétrica	p. 41
4	Modelo Híbrido Multiobjetivo	p. 43
4.1	Estudo de Caso - Abordagem Determinística	p. 46
4.2	Análise de Desempenho	p. 48
4.3	Estudo de Caso - Abordagem Estocástica	p. 50
5	Conclusão	p. 53
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	p. 54
	Apêndice A	p. 56
A.1	Lagrangeano - Estocástico	p. 56
A.2	Linearização - Lagrangeano Estocástico	p. 58
A.3	Lagrangeano - Monte Carlo	p. 59
A.4	Linearização - Condições Multiobjetivo	p. 61
	Referências	p. 64

Lista de Símbolos

Os símbolos utilizados nesse trabalho estão definidos a seguir.

Índices e Conjuntos

i	Índice dos geradores do sistema
g	Índice que determina o período de tempo
s	Índice dos cenários utilizados
\mathcal{G}	Conjunto de todos os geradores, $i \in \mathcal{G}$
\mathcal{G}^f	Conjunto de todos os geradores rápidos
n	Número da amostra

Parâmetros de Oferta dos Geradores

$C(g_{i,h}^s)$	Custo das Ofertas de Energia do gerador i no cenário s na hora h
$C(r_{i,h}^s)$	Custo das Ofertas de Energia de Reserva do gerador i no cenário s na hora h
$\gamma_{energia}$	Pagamento de Energia
$\gamma_{reserva}$	Pagamento de Energia de Reserva
φ^n	Pagamento Total da amostra n
$\rho_{energia}$	Receita do Gerador – Energia
$\rho_{reserva}$	Receita do Gerador – Energia
$S_{i,h}^s(u_{i,h}^s)$	Custo de Partida do gerador i no cenário s na hora h

Variáveis

λ_h^s	Preço da energia no cenário s na hora h
μ_h^s	Preço da energia de reserva no cenário s na hora h
$u_{i,h}^s$	Estado do gerador i (ligado/desligado) na hora h
$y_{i,h}^s$	Variável que indica se o gerador i foi ligado no início da hora h
$z_{i,h}^s$	Variável que indica se o gerador i foi desligado no início da hora h
$r_{i,h}^s$	Nível de reserva girante alocada (MW) no cenário s na hora h
$g_{i,h}^s$	Nível de geração alocada (MW) no cenário s na hora h

Parâmetros

π^s	Probabilidade associada ao cenário s
l_h	Carga (MW) na hora h
\underline{r}_h^s	Nível mínimo de reserva requerido (MW) no cenário s e período de tempo h
\underline{g}_i^s	Capacidade mínima de geração de energia (MW) do gerador i no cenário s

\bar{g}_i^s	Capacidade máxima de geração de energia (MW) do gerador i no cenário s
\underline{r}_i^s	Capacidade mínima de oferta de reserva (MW) do gerador i no cenário s
\bar{r}_i^s	Capacidade máxima de oferta de reserva (MW) do gerador i no cenário s
N	Número de divisões na geração de energia dos geradores
q	Taxa de falha
CI_i	Custo incremental da oferta (\$/MWh) de energia do gerador i
CR_i	Custo incremental da oferta (\$/MWh) de reserva de energia do gerador i
α	Parâmetro cujo valor pode variar entre 0 e 1

Lista de Tabelas

1	Dados dos Geradores	p. 16
2	Níveis de geração alocados e índices econômicos no MC	p. 17
3	Níveis de geração alocados e índices econômicos no MP	p. 17
4	Dados dos Geradores	p. 33
5	Número de vezes que cada gerador sai de operação - 500 amostras . . .	p. 33
6	Proporção de saída de operação do gerador selecionado - 24h	p. 35
7	Dados dos Geradores	p. 38
8	Pagamentos Esperados	p. 38
9	Custos Esperados	p. 38
10	Pagamentos Esperados - Análise Paramétrica	p. 41
11	Custos Esperados - Análise Paramétrica	p. 42
12	Cortes de Carga Esperados - Análise Paramétrica	p. 42
13	Níveis de geração e índices econômicos	p. 44
14	Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0$)	p. 47
15	Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,1$)	p. 47
16	Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,2$)	p. 47
17	Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,5$)	p. 47
18	Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,9$)	p. 48
19	Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 1,0$)	p. 48

Lista de Figuras

1	Etapas do Modelo	p. 24
2	Curva da Banheira	p. 29
3	Patamares da Carga	p. 30
4	Divisão dos Patamares de Carga	p. 34
5	Pagamento esperado em função da reserva requerida	p. 39
6	Pagamento esperado em função da reserva requerida	p. 39
7	Custo ofertado esperado em função da reserva requerida	p. 40
8	Corte de carga esperado em função da taxa de falha (q)	p. 42
9	Pagamento Esperado em função da reserva requerida	p. 50
10	Custo Esperado em função da reserva requerida	p. 51
11	Comparativo - MHEP e MHEM ($\alpha = 1, 0$)	p. 52
12	Diferença entre pagamentos e custos em função da reserva requerida . .	p. 52

1 *Introdução*

Nas duas últimas décadas, ocorreram no mundo todas as transformações no setor de energia elétrica que introduziram mecanismos de economia de mercado no setor elétrico. O preço da energia passou a ser determinado de maneira semelhante ao que ocorre nos mercados de bens e serviços da microeconomia. Portanto, o mercado de energia elétrica passou a ter papel de relevo na determinação do preço da energia, servindo de base para as decisões dos agentes do setor elétrico.

No Brasil, essas mudanças no setor de energia elétrica incluem a introdução de novos agentes, a formação de um ambiente dinâmico, a reforma dos entes regulatórios, da operação do sistema e do planejamento setorial e também a privatização das empresas de energia ligadas à transmissão, à geração e à distribuição de eletricidade. Todas essas transformações visam a garantir a necessidade futura de energia, liberdade de competição na geração e na comercialização, além de maior qualidade de serviços prestados ao consumidor (GANIN, 2009).

Apesar das mudanças já ocorridas, o novo modelo do setor elétrico ainda está em processo de construção. As recentes modificações no setor retiraram a administração da mão do governo, reservando-lhe o papel de regulador. O ambiente de monopólio baseado no custo passou a ser um ambiente de competição baseado no preço, e é nesse cenário novo que os modelos para a formação do preço da energia ganham importância fundamental.

1.1 **Revisão Bibliográfica**

Com a introdução da economia de mercado no setor elétrico, uma das características essenciais para o sucesso do novo modelo é encontrar um mecanismo de leilão apropriado, capaz de criar sinais econômicos mais adequados e operação mais eficiente. De acordo com os princípios da microeconomia se uma atribuição de recursos maximiza o bem-estar social, diz-se que a alocação é eficiente (MANKIWI, 2003).

Antes da reestruturação do setor elétrico, o mecanismo de formação do preço da energia era feito de forma a assegurar que as empresas de geração¹ tivessem seus custos cobertos. Nessas condições, a minimização dos custos equivalia a maximizar o bem-estar social.

Atualmente, a maioria dos operadores do sistema² adota o leilão de minimização de custos (MC). Já para a determinação do valor a ser recebido pelos agentes geradores existem dois métodos: *pay as bid* — pague conforme ofertado — os agentes supridores recebem exatamente o valor ofertado, enquanto no *pay at MCP*³ — pague conforme custo marginal — os agentes supridores são remunerados ao preço da oferta marginal. Estudos extensos foram feitos para avaliar esses métodos, e se avaliou que o *pay as bid* faria “mais mal do que bem aos consumidores” (KAHN, 2001). O mecanismo de liquidação via custo marginal é utilizado de forma predominante nos diversos mercados de energia, e por isso o *pay at MCP* será assumido nesse trabalho⁴, apesar de muitos sistemas operarem com uma base de contratos bastante expressiva.

Nesse novo cenário, as formas de determinação do valor a ser recebido pelos agentes geradores foram alvo de vários estudos, e foi dada pouca atenção aos mecanismos de leilão existentes (YAN, 2008). Além do leilão que visa à minimização de custos, há também uma configuração alternativa — minimização de pagamentos ou MP — que minimiza o pagamento total do consumidor.

Esses dois tipos de leilão provocam opiniões divergentes. Os adeptos do leilão MC alegam que a minimização de custos equivale a maximizar o bem-estar social. Porém, para justificar essa afirmação, é necessário considerar que as ofertas das unidades geradoras são fidedignas se comparadas aos custos de produção. Os críticos dessa metodologia argumentam que essa peculiaridade torna a assunção de concorrência perfeita irrealista, pois há diversas evidências empíricas que demonstram que a existência de jogos e aumento de preços eram comuns, e ademais as ofertas dos geradores não refletiam os seus custos (BORENSTEIN, 2002; WOLFRAM, 1998). Dessa forma, no leilão MC, os pagamentos feitos pelos consumidores podem ser significativamente maiores que o custo minimizado no leilão (ZHAO, 2010).

¹No caso brasileiro, eram empresas pertencentes ao governo.

²O ONS (Operador Nacional do Sistema) é o responsável pelo despacho das unidades geradoras no Brasil.

³*Marginal Cost Price*

⁴No Brasil, para valoração dos montantes liquidados no mercado de curto prazo é utilizado o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é baseado no custo de produção de 1 MWh adicional. Portanto o modelo brasileiro está baseado no *pay at MCP*.

Essas constatações não surpreendem, considerando que o comportamento dos ofertantes é a busca pela maximização dos lucros num cenário em que ofertar preços acima dos custos marginais é a norma (CRAMTON, 2004). Além disso, um panorama adequado dos reais custos de produção é difícil de ser obtido, em razão da assimetria de informações entre os agentes geradores e os organizadores de leilões. Portanto, a junção desses fatores torna a maximização do bem-estar social inacessível à metodologia de minimização de custos.

Esse conjunto de verificações tem tornado frequente o debate sobre qual seria o melhor método para adoção dos operadores de mercados elétricos, e como consequência a abordagem de minimização de pagamentos tem sido estudada por diversos autores nos últimos anos.

Pode-se observar simplificadamente alguns prós e contras de cada modelo no exemplo a seguir (YAN, 2008), que compara o despacho econômico nas duas metodologias.

Considerando um leilão para suprimento de uma demanda de 100 MWh num período de tempo de 1 hora, é realizado o despacho econômico dos geradores da tabela 1.

Gerador	Capacidade (MW)	Oferta (\$/MWh)	Custo de Partida (\$)
1	45	10	0,00
2	45	20	0,00
3	12	100	20,00
4	80	30	2000,00

Tabela 1: Dados dos Geradores

Na metodologia de minimização de custos, o despacho e o balanço econômico realizado estão na tabela 2. As unidades mais econômicas (1 e 2) são selecionadas gerando 90 MWh. A demanda remanescente (10 MWh) é suprida pelo gerador 3, apesar de o gerador 4 ser mais econômico que ele. Isso acontece por causa do alto custo de partida do gerador 4. Dessa forma, o gerador marginal do sistema é o gerador 3, cujo valor de oferta (100 \$/MWh) se torna o preço de liquidação do leilão e, conseqüentemente, é o preço que será pago pelo consumidor.

No leilão MP, há um despacho diferente do leilão MC. As unidades geradoras 1 e 2 também são selecionadas. No entanto, nesse caso os 10 MWh remanescentes são atendidos pelo gerador 4, que apesar de ter um alto custo de partida tem uma oferta mais econômica (30 \$/MWh) se comparada ao gerador 3 (100 \$/MWh). Portanto, nessa situação o gerador marginal do sistema é o 4 e como consequência disso o preço que será

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Custo Total (\$)	Preço Marginal: R\$ 100,00		Pagamento Total (\$)
					Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	
1	45	450,00	0,00	450,00	4500,00	0,00	4500,00
2	45	900,00	0,00	900,00	4500,00	0,00	4500,00
3	10	1000,00	20,00	1020,00	1000,00	20,00	1020,00
4	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	100	2350,00	20,00	2370,00	10000,00	20,00	10020,00

Tabela 2: Níveis de geração alocados e índices econômicos no MC

pago pelos consumidores será de 30 \$/MWh.

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Custo Total (\$)	Preço Marginal: R\$ 30,00		Pagamento Total (\$)
					Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	
1	45	450,00	0,00	450,00	1350,00	0,00	1350,00
2	45	900,00	0,00	900,00	1350,00	0,00	1350,00
3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	10	300,00	2000,00	2300,00	300,00	2000,00	2300,00
Total	100	1650,00	2000,00	3650,00	3000,00	2000,00	5000,00

Tabela 3: Níveis de geração alocados e índices econômicos no MP

Nota-se que os pagamentos totais incorridos são significativamente maiores no caso do MC (R\$ 10020,00) do que no MP (R\$ 5000,00). Isso acontece por causa do alto valor da oferta do gerador marginal no caso do leilão MC. O leilão MP apresenta pagamentos menores se comparados ao MC porque o preço marginal é parte integrante da função objetivo a ser minimizada.

Se o problema for analisado baseado nos custos de geração, o leilão MC apresenta-se mais vantajoso (custo total de R\$ 2370,00) se comparado ao MP (R\$ 3650,00).

Outro aspecto que deve ser considerado é que, quando uma unidade marginal não é totalmente despachada, os custos médios para essa unidade geradora serão maiores se comparados com os custos, caso haja um despacho máximo (em razão dos custos fixos, por exemplo). Nessas condições, as unidades geradoras tendem a aumentar o valor de suas ofertas para compensar eventuais perdas (CARVALHO; CUERVO, 2011).

O estudo extensivo do método MP é necessário porque, apesar da vantagem de minimizar os pagamentos totais dos consumidores, o MP ainda tem muitos desafios, como a escassez de abordagens e a maior complexidade desse tipo de leilão.

Os autores Ruiz et al. (2009) e Wu (2004) apresentaram estudos similares ao deste trabalho, apesar de baseados apenas no modelo de minimização de custos. Os autores

Bouffard, Galiana e Conejo (2005) apresentaram um estudo estocástico para a obtenção de um despacho seguro considerando possíveis contingências baseado na metodologia de Minimização Estocástica de Custos – MEC.

1.2 Confiabilidade em Mercados Conjuntos de Energia e Reserva

A probabilidade de um sistema atender a seus consumidores com maior confiabilidade está diretamente relacionada aos investimentos aplicados durante as fases de planejamento da expansão. O grande desafio das entidades responsáveis pelo planejamento do sistema elétrico é encontrar um ponto ótimo de suprimento que alie um baixo custo à maior confiabilidade⁵ possível.

Entretanto, nesses ambientes de mercado observa-se uma certa negligência em relação à política de confiabilidade de longo prazo e investimento em capacidade, o que veio a produzir mecanismos desastrosos de preços em alguns sistemas. De modo geral, os mercados não conseguem, por si sós, definir tais políticas, exigindo-se assim uma interferência regulatória para a definição de uma combinação de energia em tempo real, reservas operativas e capacidade instalada, respaldadas por uma política de preços, também com algum caráter regulatório (VELASCO, 2004).

Outro fator que tem implicação direta sobre a confiabilidade do sistema é a operação de curto prazo. A formação de reservas de geração, obtidas por meio de contratação específica, integra um conjunto de medidas que visam a aumentar a segurança de suprimento de energia e também a restaurar a confiabilidade desse suprimento (CAMARGO, 2009).

Quanto for estabelecida uma compatibilidade entre os custos de produção de energia e a confiabilidade requerida pela sociedade, será possível obter um sistema dito estruturalmente equilibrado.

1.2.1 Incerteza

Dois tipos de incerteza são geralmente considerados em sistemas de potência. Um deles é a incerteza na carga, que tem como consequência erros de previsão, desequilíbrios

⁵A confiabilidade de um sistema pode ser definida como o atendimento aos consumidores de forma contínua e adequada.

inesperados na demanda e uma maior volatilidade dos preços na operação dos sistemas de potência. A outra fonte de incerteza é a disponibilidade dos equipamentos devido a interrupções inesperadas, que tem como consequência direta interrupções inesperadas no fornecimento de energia (RUIZ et al., 2009). Neste trabalho o foco será dado na incerteza da geração de energia elétrica.

No Brasil a matriz energética é predominantemente hidrelétrica. O ONS utiliza o histórico de aflúências para gerar séries sintéticas de aflúência e, com isso, determinar as características da operação energética — tais como, volume de energia natural afluyente, usinas que serão acionadas — que minimizem o custo total de operação. Mas a incerteza das vazões faz com que, nessa operação de custo mínimo, haja uma probabilidade — que está inscrita nos dados históricos de aflúência — de falta de energia natural afluyente, o que se convencionou chamar de risco de déficit, que é o risco de que, em um dado cenário de aflúências, o sistema não consiga atender a demanda. Esse risco é estabelecido em 5%, o que significa que o acionamento das usinas deve ser ajustado de modo a garantir que a demanda será atendida em 95% dos cenários simulados (FGV, 2011).

Desse modo, o despacho no país torna-se um problema, sob incerteza do uso da energia armazenada nos reservatórios, e cujo processo decisório está nas mãos do operador do sistema.

Apesar de no sistema elétrico brasileiro a geração não hidrelétrica ter um papel residual, fontes de energia alternativa como a eólica têm tido papel de destaque nos últimos anos na nossa matriz energética. Esse destaque se deve à regulamentação das fontes alternativas, em 2004, com o Proinfa⁶, que incentiva a produção de energia alternativa por meio de financiamentos e de garantias de compra e preço de energia.

No entanto, a origem da energia eólica lhe confere problemas que dificultam a integração deste tipo de geração à rede elétrica. Por depender das condições atmosféricas, a quantidade de energia que será gerada é de difícil previsão, pois as condições do vento não podem ser controladas. Assim, a incerteza nesse tipo de unidade geradora é decisiva para que seja realizado um processo decisório confiável no despacho (DALMAZ, 2008).

No caso das usinas de geração termoeleétrica a imprevisibilidade no preço dos combustíveis é a principal fonte de incerteza, pois afeta diretamente os custos de geração. Em algumas usinas, como as nucleares e a carvão, há também a dúvida decorrente de

⁶Programa de Incentivo às Fontes de Alternativas de Energia Elétrica, criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº10.762, de 11 de novembro de 2003.

possíveis limitações ambientais, que tenderão a ser cada vez mais restritivas com o passar do tempo.

Como consequência dessa conjuntura, nos últimos anos muitos estudos têm modelado a incerteza nas suas formulações. Alguns deles empregam técnicas de simulação utilizando a metodologia de Monte Carlo, enquanto outros utilizam programação estocástica.

Ambos os métodos têm características indesejadas: a técnica de Monte Carlo requer um procedimento muito bem elaborado para geração de amostras para utilização nas simulações enquanto a programação estocástica aumenta exponencialmente a quantidade de variáveis em função do número de cenários considerados (RUIZ et al., 2009) (PAPAVASILIOU et al., 2011) (BOUFFARD et al., 2005) (SHIINA et al., 2005).

1.2.2 Serviços de Reserva de Energia

Para combater os problemas oriundos da incerteza na geração, é necessário a contratação de energia de reserva. No caso brasileiro, o atual marco regulatório⁷ conferiu ao Poder Concedente a prerrogativa de contratação de reserva de capacidade de geração.

A regulamentação da contratação de energia de reserva foi feita por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Esse decreto definiu a energia de reserva como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN — Sistema Interligado Nacional —, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

Uma problemática existente é que, em geral os níveis requeridos de reserva de energia do *pool* são selecionados baseados em critérios determinísticos. É comum, por exemplo planejar o despacho para que o nível de reserva seja suficiente para suprir a perda do maior gerador do sistema (BOUFFARD et al., 2005).

Esse tipo de medida de segurança preventiva não leva em consideração a probabilidade de ocorrência da contingência. Portanto, se a probabilidade for baixa, haverá um sobredimensionamento da reserva necessária, e se a probabilidade da ocorrência for alta, a reserva alocada poderá ser insuficiente.

Neste trabalho serão avaliados diferentes cenários para saídas de operação de geradores. A partir do comportamento do sistema nos cenários, podem ser feitas análises de custos e pagamentos esperados de energia variando o valor do nível de reserva alocado.

⁷Lei nº10.848, de 15 de março de 2004.

1.3 Motivação

A partir das desvantagens do modelo MC, a principal motivação deste trabalho, é a maximização dos benefícios dos agentes participantes do mercado de energia, com um foco na diminuição dos pagamentos dos consumidores e no aumento da confiabilidade do sistema.

Para que haja o aumento na confiabilidade do sistema, o modelo desenvolvido propõe-se a definir um nível considerado ótimo para a reserva de um sistema. Como pôde ser visto na seção 1.2.2, as regras atuais são muito conservadoras e podem aumentar o custo da produção de energia sem que haja necessariamente uma maior segurança operativa do sistema.

A metodologia de minimização de pagamentos desenvolvida apresenta um grau de complexidade menor do que alguns dos modelos disponíveis. Além disso, não há a necessidade de calibração inicial para que a otimização seja realizada.

Esse trabalho se propõe a desenvolver uma técnica para minimizar deficiências existentes considerando o aspecto estocástico do despacho e a incerteza na disponibilidade de capacidade de geração, comparando valores esperados de pagamentos, custos e corte de carga.

1.4 Contribuições da Dissertação

O enfoque deste trabalho envolve muitos dos aspectos comentados nas seções anteriores. A modelagem foi desenvolvida com foco no mercado de curto prazo utilizando a minimização estocástica de pagamentos (MEP) em vez da minimização estocástica de custos (MEC). A abordagem das metodologias foi feita com fundamento na alocação ótima de energia e reserva.

Foi proposta uma metodologia híbrida considerando a incerteza da variável estocástica. Esse procedimento envolve tanto o modelo estocástico quanto simulações utilizando a técnica de Monte Carlo.

Algumas características importantes foram incorporadas ao modelo, como, por exemplo um mercado multiperíodo de energia e reserva, inserção de ofertas de energia e reserva, previsão de níveis ótimos de reserva, capacidade das unidades e possíveis cenários para falhas em unidades geradoras.

Como resultado, é possível avaliar o impacto da incerteza na geração considerando pagamentos esperados, custos esperados e corte de carga esperado em função do nível de reserva requerido pelo sistema. Mais que isso, o modelo permite a comparação entre o MEP e o MEC.

Adicionalmente foi desenvolvida uma abordagem multicritério, que engloba características tanto da MEP quanto da MEC, e visa aumentar o bem-estar social do sistema.

A análise dos modelos baseou-se no montante de pagamentos que deverá ser efetuado pelas cargas, considerando uma demanda inelástica em relação às variações de preço.

Por uma questão de simplicidade, porém sem comprometer a generalidade dos resultados, no modelo elaborado não foi considerada a incerteza na carga nem restrições na transmissão da energia.

1.5 Estrutura da Dissertação

No capítulo 2, são desenvolvidas as modelagens dos estágios dos modelos de minimização de custos e de pagamentos. O primeiro estágio corresponde às abordagens estocásticas nas metodologias MC e MP, e compõe o primeiro estágio do modelo. Nesse mesmo capítulo é apresentado o segundo estágio do modelo, que contém as simulações utilizando a técnica de Monte Carlo. Os resultados numéricos obtidos por meio do modelo desenvolvido no capítulo 2 estão no capítulo 3.

No capítulo 4, é desenvolvido um modelo multiobjetivo que engloba tanto a abordagem estocástica de minimização de custos quanto de pagamentos. É feita a análise comparativa considerando os valores de pagamentos e custos esperados utilizando o mesmo sistema empregado nas simulações realizadas no capítulo 3.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

2 Abordagem Híbrida Estocástica

Este capítulo abordará o equilíbrio de mercado baseado em modelos estocásticos. O surgimento de modelos estocásticos se deu como uma contra-proposta aos modelos determinísticos normalmente utilizados.

Atualmente, os maiores desafios para a elaboração desse tipo de modelo são computacionais. Primeiramente, porque, em razão dos cenários, o problema torna-se de grande escala, principalmente se compararmos com a abordagem determinística. Outro importante problema está na escolha dos cenários e de suas probabilidades associadas (PAPAVASILIOU et al., 2011). Na programação estocástica, a função objetivo pode ser a minimização do custo ou do pagamento esperado de acordo com o problema a ser otimizado.

Neste capítulo, será feita a modelagem matemática da minimização estocástica de custos e de pagamentos. Para tanto, será seguida a sequência ilustrada na figura 1. No primeiro estágio, é feita uma simulação com os cenários escolhidos para compor a etapa estocástica. O foco desse estágio é a definição dos estados dos geradores considerados lentos. Esses geradores não têm a capacidade de mudar de estado rapidamente, e, por isso, seus estados são mantidos nos estágios subsequentes. O outro objetivo desse estágio é a alocação de um nível pré-determinado de energia de reserva com a finalidade de proteger o sistema caso haja algum sinistro que tenha como consequência variação na frequência, variação na carga ou problemas na geração, por exemplo.

O segundo estágio tem como escopo a inserção de uma maior incerteza no modelo. Para isso, são realizadas simulações utilizando a técnica de Monte Carlo. Assim sendo, é possível melhorar a estimativa do nível de reserva requerida pelo sistema (alocada no primeiro estágio) e encontrar o seu valor ótimo. Um dos objetivos desse estágio é a obtenção dos valores esperados de pagamentos, custos e níveis de corte de carga para que, ao final, seja possível comparar os dados obtidos por meio de metodologias distintas para despacho da geração.

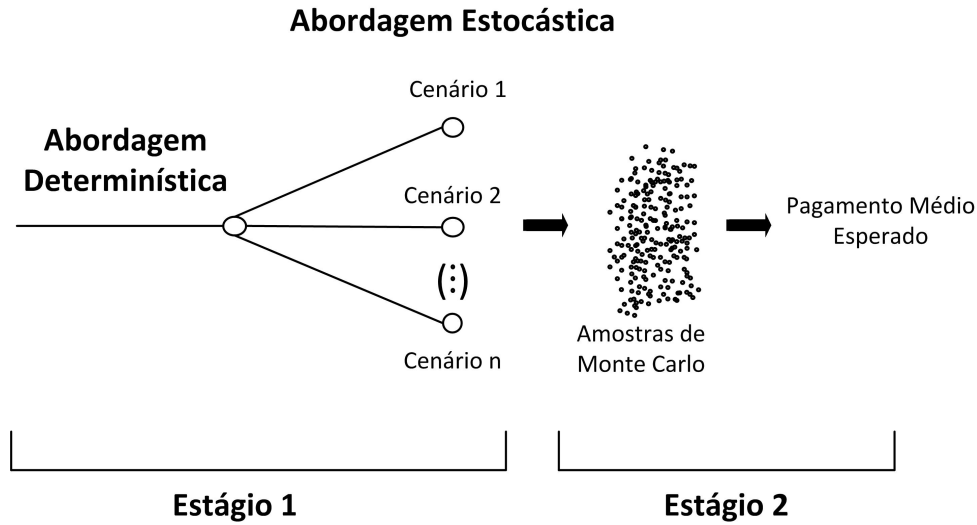


Figura 1: Etapas do Modelo

2.1 Minimização Estocástica de Custos

A formulação clássica utilizada na metodologia de minimização estocástica de custos (MEC) está descrita nas equações 2.1 - 2.8. As únicas variáveis estocásticas consideradas nesse modelo são as capacidades de geração das unidades geradoras do sistema. Restrições provenientes de linhas de transmissão e rampas de subida/descida não foram consideradas com o intuito de simplificar o modelo.

A função objetivo 2.1 consiste no somatório, em cada período de tempo, de três termos: o custo de geração de energia, o custo de geração de energia de reserva e o custo associado à partida das unidades geradoras.

Nessa formulação, os geradores são divididos em dois grupos: geradores lentos que são a base do sistema e suprem grande parte da carga e geradores rápidos que são capazes de mudar rapidamente o seu estado (ligado/desligado). No mercado de energia de reserva, geradores lentos podem fornecer reserva não girante com o propósito de aliviar os desequilíbrios de energia. Os geradores rápidos suprem a reserva girante e podem atuar caso haja desequilíbrios na frequência, por exemplo.

A minimização de custos descrita em 2.1 - 2.8 possui variáveis estocásticas e corresponde ao primeiro estágio da modelagem desenvolvida.

$$\text{Minimizar} : \sum_s \pi^s \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^s) + C(r_{i,h}^s) + S_{i,h}^s(u_{i,h-1}^s, u_{i,h}^s)) \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$\sum_i g_{i,h}^s = l_h^s, \longrightarrow \lambda_h^s \quad \forall h, s \quad (2.2)$$

$$\sum_i r_{i,h}^s \geq \underline{r}_h^s, \longrightarrow \mu_h^s \quad \forall h, s \quad (2.3)$$

$$\underline{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq g_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (2.4)$$

$$g_{i,h}^s + r_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \quad \forall i, h, s \quad (2.5)$$

$$\underline{r}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq r_{i,h}^s \leq \bar{r}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (2.6)$$

$$u_{i,h}^s, g_{i,h}^s \in \mathcal{G} \quad (2.7)$$

$$u_{i,h}^s = u_{i,h} \quad \forall i \notin \mathcal{G}^f \quad (2.8)$$

O objetivo da equação 2.1 é minimizar o custo esperado de produção de energia mais os custos de partida ao longo do horizonte de tempo considerado. Essa minimização está sujeita a uma série de restrições que incluem: equilíbrio de carga (2.2), reserva mínima requerida (2.3) e limites operativos de geração de energia (2.4 e 2.5).

A restrição 2.8 permite a diferenciação entre os geradores rápidos e lentos, e essa condição garante que todos os lentos terão um despacho idêntico em todos os cenários considerados. Os multiplicadores de Lagrange λ_h^s e μ_h^s representam os preços da energia e da reserva girante, respectivamente.

2.1.1 Custos de Partida

Os Custos de Partida são considerados na minimização apenas se o gerador tiver iniciado sua geração no início daquele período de tempo.

Para tanto, são incluídas as seguintes condições de operação multi-período na formulação do problema:

$$y_{i,h}^s - z_{i,h}^s = u_{i,h}^s - u_{i,h-1}^s \quad i, h \geq 1 \quad (2.9)$$

$$y_{i,1}^s - z_{i,1}^s = u_{i,1}^s - u_{i,0}^s \quad \forall i, s \quad (2.10)$$

$$y_{i,h}^s, z_{i,h}^s, u_{i,h}^s \in \{0, 1\} \quad \forall i, h, s \quad (2.11)$$

Onde:

$u_{i,h}^s$: Estado do gerador i (ligado/desligado), na hora h no cenário s ;

$y_{i,h}^s$: Variável que indica se o gerador i foi ligado no início da hora h no cenário s ;

$z_{i,h}^s$: Variável que indica se o gerador i foi desligado no início da hora h no cenário s .

Dessa forma, supondo que um gerador qualquer $i = 1$ inicie sua operação no período $t = 2$, $u_{1,1} = 0$, $u_{1,2} = 1$ e $z_{1,2} = 0$. Para que isso aconteça, a variável $y_{1,2}$ é forçada a assumir o valor 1, o que indica que o custo de partida do gerador 1 será considerado no intervalo de tempo 2.

2.2 Minimização Estocástica de Pagamentos

O modelo de minimização estocástica de pagamentos (MEP) é associado ao modelo MEC formulado na seção 2.1. O MEP foi implementado como um modelo em dois níveis (CARVALHO; CUERVO, 2011), e o pagamento total de energia e reserva é minimizado de acordo com o problema definido pelas equações 2.12 - 2.17.

Os proponentes da metodologia de minimização de pagamentos apontam que esse tipo de leilão seria mais eficiente se comparado a minimização de custos, pois ao contrário do que ocorre no MC, no MP há consistência entre o montante minimizado na otimização e o montante pago pelos consumidores.

Formulação do leilão MEP em dois níveis:

Primeiro Nível:

$$\text{Minimizar} : \sum_{i,h,s} \gamma_{energia}^s + \gamma_{reserva}^s \quad (2.12)$$

Onde:

$$\gamma_{energia}^s = \lambda_i^s \cdot l_h \quad (2.13)$$

$$\gamma_{reserva}^s = \mu_i^s \cdot r_h^s \quad (2.14)$$

Sujeito a:

$$\lambda_h^s \geq CI_i \cdot u_{i,h}^s \quad \forall h, s \quad (2.15)$$

$$\mu_h^s \geq CR_i \cdot u_{i,h}^s \quad \forall h, s \quad (2.16)$$

Segundo Nível:

$$\text{Minimizar} : \sum_s \pi^s \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^s) + C(r_{i,h}^s) + S_{i,h}^s) \quad (2.17)$$

Sujeito a:

$$\sum_i g_{i,h}^s = l_h^s, \quad \longrightarrow \lambda_h^s \quad \forall h, s \quad (2.18)$$

$$\sum_i r_{i,h}^s \geq \underline{r}_h^s, \quad \longrightarrow \mu_h^s \quad \forall h, s \quad (2.19)$$

$$\underline{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq g_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (2.20)$$

$$g_{i,h}^s + r_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \quad \forall i, h, s \quad (2.21)$$

$$\underline{r}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq r_{i,h}^s \leq \bar{r}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (2.22)$$

$$u_{i,h}^s, g_{i,h}^s \in \mathcal{G} \quad (2.23)$$

$$u_{i,h}^s = u_{i,h} \quad \forall i \notin \mathcal{G}^f \quad (2.24)$$

O primeiro nível (equação 2.12) consiste na minimização de pagamentos de energia e reserva. A carga e o requerimento mínimo de reserva são valores conhecidos e as variáveis de otimização desse nível são os preços marginais em cada período de tempo. O problema de primeiro nível é sujeito à resolução de segundo nível, que é o problema MC original.

Há poucas abordagens para a solução do problema MEP, em razão da sua peculiaridade de os preços de liquidação aparecerem explicitamente na função objetivo como uma variável de decisão, em contraste com o leilão MEC cujos preços não estão envolvidos e surgem *a posteriori*. Como consequência disso, a formulação do problema MEP é inseparável do MEC.

No problema MEP, existe a possibilidade de o gerador auferir receitas menores que o seu custo de operação. A fim de evitar que as unidades geradoras obtenham receitas mais baixas do que seus custos ofertados, as equações 2.15 e 2.16 são adicionadas. Desse modo, há a imposição de que os preços serão maiores ou iguais ao custo incremental das unidades geradoras participantes do mercado combinado.

A formulação 2.12 - 2.24 é um problema que contém variáveis contínuas e binárias. A estratégia para resolvê-lo é transformar o problema original num problema de apenas um nível.

Essa transformação é realizada ao incorporar as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) às restrições de primeiro nível. Esse tratamento permite que o problema de minimização estocástica de pagamentos possa ser facilmente resolvido pelos *solvers* disponíveis no mercado.

No conjunto de condições de KKT, estão incluídas as restrições complementares de folga, que introduzem não-linearidades ao conjunto de equações em decorrência do produto de variáveis. Para contornar esse problema, são inseridas restrições lineares equivalentes. O processo de linearização está detalhado no apêndice A.2.

2.2.1 A definição de Cenários

De acordo com (KIRSCHEN, 2004), a análise da segurança de um sistema de potência deve avaliar as falhas e suas consequências esperadas por meio de métodos probabilísticos. Porém, a definição dessas probabilidades se torna um problema intratável caso seja necessária a avaliação de todos os possíveis cenários de falha existentes num sistema de potência.

Neste trabalho, os cenários foram modelados considerando a perda dos maiores geradores do sistema, para que, dessa maneira, o sistema esteja preparado para enfrentar casos muito severos. Cada gerador fora de operação é modelado como um cenário específico, e a saída de operação de mais de um gerador num mesmo cenário não é considerada, pois verificou-se que os impactos desse tipo de política são desprezíveis (RUIZ et al., 2009).

2.2.1.1 Probabilidades

A função confiabilidade será sempre decrescente com o tempo, pois as probabilidades de sobrevivência de um componente diminuem de acordo com a taxa de utilização e em razão dos mecanismos de desgaste e de fadiga. Quando é possível assumir a taxa de falha constante, geralmente utiliza-se o modelo exponencial de probabilidade.

A variação na taxa de falha de grande parte dos equipamentos pode ser descrita por uma curva semelhante àquela apresentada na figura 2.

Na figura 2 a região 1 representa o momento em que o equipamento iniciou sua operação, momento em que surgem falhas decorrentes de erros de fabricação ou de projeto. Na região 2, correspondente à vida útil, a taxa de falha mantém-se constante com o tempo. No trecho 3, há a região de taxas de falhas crescente, representando o final da vida útil ou fase de fadiga do material.



Figura 2: Curva da Banheira

Neste trabalho, assume-se que as taxas de falha dos geradores simulados estão na região 2 e, por isso, podem ser consideradas constantes. Assim, o modelo de distribuição adotado foi o exponencial.

A probabilidade p_0 atribuída ao cenário que representa a situação em que todos os geradores estão funcionando perfeitamente é:

$$p_0 = \prod_i e^{-q_i T} \quad (2.25)$$

E a probabilidade atribuída aos cenários que possuem pré-contingências (gerador k fora de operação em todo o período de tempo considerado) é:

$$p_k = (1 - e^{-q_k T}) \prod_{i \neq k} e^{-q_i T} \quad (2.26)$$

As contingências selecionadas para compor os cenários são estatisticamente independentes, e, por isso, o somatório das probabilidades de cada cenário não será necessariamente igual a um.

2.2.2 Patamares de Carga

Neste trabalho, o horizonte de 24 horas é representado por três patamares de carga: Leve, Médio e Pesado, conforme está representado na figura 3.

Essa configuração foi escolhida baseada no modelo brasileiro, já que os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP) são feitos semanalmente e por patamar de

carga.

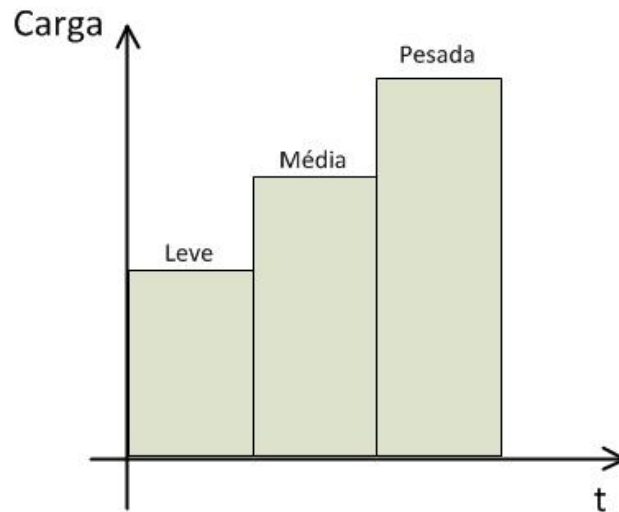


Figura 3: Patamares da Carga

2.3 Análise de Desempenho

O Método Monte Carlo será utilizado para avaliar os pagamentos esperados na abordagem estocástica tanto na Minimização Estocástica de Custos quanto na Minimização Estocástica de Pagamentos.

Esse processo híbrido realizado em dois estágios é denominado Minimização Híbrida Estocástica de Custos – MHEC – ou Minimização Híbrida Estocástica de Pagamentos – MHEP – dependendo do tipo de otimização utilizado para o despacho dos geradores.

O Método de Monte Carlo é um modelo de simulação que utiliza a geração de números aleatórios para atribuir valores às variáveis que se deseja investigar. Apesar de esse tipo de simulação aumentar consideravelmente o tempo computacional, em razão da quantidade de amostras avaliadas¹, a grande vantagem da utilização desse método é o aumento considerável do espectro de incerteza do problema.

A simulação Monte Carlo corresponde ao segundo estágio da modelagem (vide figura 1). Nela, os geradores lentos já estão com seus estados determinados, pois a definição dos estados desses geradores é feita no primeiro estágio.

O estado dos geradores lentos não pode ser modificado no segundo estágio. Apesar disso, eles poderão sair de operação em decorrência da incerteza da geração em qualquer

¹A quantidade de vetores gerada deve ser entre 2 e 3 ordens de magnitude maior que a quantidade de cenários utilizados (RUIZ et al., 2009).

período de tempo. Dessa maneira, na simulação, o problema assemelha-se a operação em tempo real, em que geradores lentos não podem ser ligados/desligados sem que haja um planejamento prévio mas apesar disso eles poderão sair de operação ou ter a capacidade de geração reduzida em decorrência de falhas ou defeitos.

Uma vantagem adicional dessa abordagem é que, em termos computacionais, manter os estados dos geradores lentos torna a simulação mais rápida, já que a quantidade de variáveis binárias na otimização diminui significativamente.

Para que seja feita uma análise por meio da simulação de Monte Carlo, são utilizadas modelagens de minimização de custos e pagamentos específicas para esse tipo de simulação. Isso acontece porque essa etapa tem algumas peculiaridades, como, por exemplo, a reserva de energia, que é uma variável alocada no primeiro estágio para atender um nível de segurança pré-determinado, e o estado dos geradores lentos que não pode ser modificado.

No segundo estágio, o nível de reserva alocado no primeiro estágio é testado, e o nível de corte de carga esperado é encontrado. A modelagem correspondente ao segundo estágio do MHEP para n amostras está descrita nas equações 2.27 a 2.32.

Primeiro nível:

$$\varphi^n = \text{Minimizar} \sum_h \varphi_h^n, \quad u_{i,h}^n \in \mathcal{G}^f \quad (2.27)$$

Onde:

$$\varphi_h^n = \lambda_h^n \cdot l_h \quad (2.28)$$

Sujeito a:

$$\lambda_h^n \geq CI_{i,h} \cdot u_{i,h}^n \quad \forall i, h \quad (2.29)$$

Segundo nível:

$$\text{Minimizar} \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^n) + S_{i,h}(u_{i,h-1}^n, u_{i,h}^n)) \quad (2.30)$$

Sujeito a:

$$\sum_i g_{i,h}^n = l_h^n, \longrightarrow \lambda_h^n \quad \forall h \quad (2.31)$$

$$\underline{g}_i^n \cdot u_{i,h}^n \leq g_{i,h}^n \leq \bar{g}_i^n \cdot u_{i,h}^n \quad \forall i, h \quad (2.32)$$

2.3.1 A geração de Amostras

A probabilidade de que cada um dos geradores saia de operação segue um processo discreto de Markov.

Os processos de Markov constituem um tipo especial de processo estocástico que possui a propriedade de que as probabilidades associadas com o processo num dado instante do futuro dependem somente do estado presente, sendo, portanto, independentes dos eventos do passado (ALVES, 2006).

A partir do parâmetro q (taxa de falha) de cada gerador, da distribuição exponencial de probabilidade e de um número randômico que varia entre 0 e 1, é determinado o período de tempo em que o gerador iniciará a falha.

$$T_i = -\frac{\ln(N)}{q} \quad (2.33)$$

Onde:

q : taxa de falha;

N : número randômico entre 0 e 1;

T_i : período de tempo em que terá início a operação defeituosa no gerador i .

Na simulação de Monte Carlo, são geradas n amostras simulando o mau funcionamento de unidades geradoras, e, para cada um desses vetores, é realizada uma otimização.

Por exemplo, $T_3 = 14$ significa que o gerador 3 terá problemas na geração no segundo patamar de carga. Já se $T_3 = 40$, como $T_3 > 24$ significa que o gerador 3 não sairá de operação caso o período de tempo considerado seja de 24h.

Cada uma das amostras terá um conjunto particular de mau funcionamento das unidades, e portanto a equação 2.33 será aplicada para cada gerador em cada amostra simulada no segundo estágio da modelagem.

2.3.1.1 Exemplo Numérico

Para ter-se uma ideia da relação entre a taxa de falha e a seleção dos geradores com algum tipo de defeito, foi feita uma simulação com os geradores listados na tabela 4. Os valores de taxa de falha listados na tabela são maiores do que os dados reais dos geradores. Essa calibração dos dados foi realizada com o objetivo didático de analisar melhor o comportamento do sistema em situações que envolvem a saída de operação de geradores. A simulação foi feita para três patamares de carga.

Gerador	Taxa de Falha (q)
1	0,05
2	0,01
3	0,008
4	0,005

Tabela 4: Dados dos Geradores

O resultado na tabela 5 mostra que, quanto maior a taxa de falha do gerador, maior a quantidade de vezes que o gerador sairá de operação. No exemplo, o gerador com maior taxa de falha é o gerador 1 ($q = 0,05$) e, como consequência, também é o que sai de operação mais vezes em qualquer um dos patamares de carga avaliados.

Gerador	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Total
1	160	117	74	351
2	34	38	35	107
3	31	28	29	88
4	22	13	16	51

Tabela 5: Número de vezes que cada gerador sai de operação - 500 amostras

2.3.2 Efeito da saída de operação de uma unidade geradora

Como foi visto na seção 2.3.1, por meio da equação 2.33 a hora que iniciará o defeito no gerador i é selecionada. Porém, no modelo implementado não há a possibilidade de reparo do gerador no horizonte de tempo analisado. Tendo como base esse fato, verificou-se que, caso o gerador i saia de operação no patamar da hora selecionada e continue fora de operação nos patamares subsequentes, o efeito para o sistema seria muito severo e não corresponderia a realidade.

Para lidar com esse problema, cada patamar de carga foi inicialmente subdividido em

quatro, como pode ser visualizado na figura 4. É válido ressaltar que as subdivisões de cada patamar aumentam o tempo computacional do problema e, por isso, deve-se evitar um número excessivo de subdivisões.

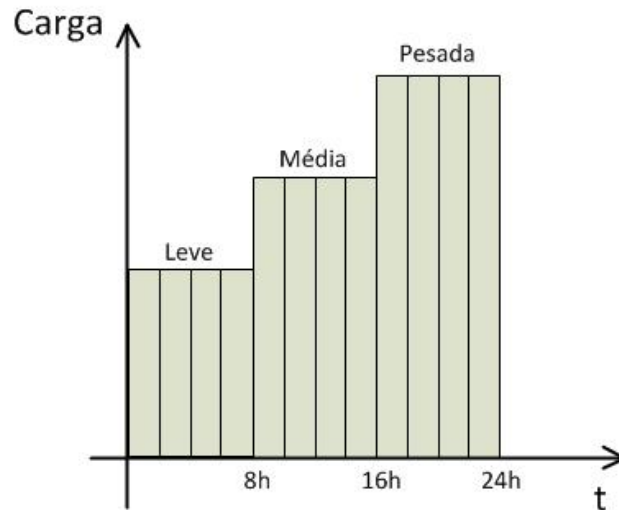


Figura 4: Divisão dos Patamares de Carga

Dependendo do período de tempo que qualquer um dos geradores do sistema ficar fora de operação, fica definida uma proporção do gerador que continuará funcionando.

Na tabela 6, estão as gerações máximas de acordo com o período de tempo selecionado para simular uma operação defeituosa do gerador num horizonte de tempo de 24h.

Dessa maneira, se o período de tempo selecionado para simular a operação defeituosa do gerador for nas duas primeiras horas do patamar, o gerador sairá totalmente de operação. Conforme o período de tempo selecionado aumente (dentro de um mesmo patamar), a proporção do gerador que irá sair de operação diminui. Se o período de tempo selecionado for, por exemplo, as duas últimas horas de qualquer patamar, o gerador permanecerá funcionando, porém com a capacidade de geração reduzida. A geração máxima, nessa situação, será de 75% da capacidade máxima de geração (vide tabela 6).

2.3.3 Custo Esperado

O custo esperado de operação é dado pela média entre os custos esperados obtidos em cada uma das simulações de Monte Carlo. O custo esperado é um componente essencial no processo de avaliação de métodos para o despacho de geradores, pois é um fator determinante no processo decisório de investimentos em infraestrutura do setor elétrico.

Hora (saída de operação)	Capacidade (MW)
1 a 2	0
3 a 4	$\frac{1}{4} \cdot gmax$
5 a 6	$\frac{2}{4} \cdot gmax$
7 a 8	$\frac{3}{4} \cdot gmax$
9 a 10	0
11 a 12	$\frac{1}{4} \cdot gmax$
13 a 14	$\frac{2}{4} \cdot gmax$
15 a 16	$\frac{3}{4} \cdot gmax$
17 a 18	0
19 a 20	$\frac{1}{4} \cdot gmax$
21 a 22	$\frac{2}{4} \cdot gmax$
23 a 24	$\frac{3}{4} \cdot gmax$

Tabela 6: Proporção de saída de operação do gerador selecionado - 24h

2.3.4 Pagamento Esperado

O pagamento esperado é dado pela média entre os pagamentos esperados obtidos em cada uma das simulações de Monte Carlo. A análise de pagamento esperado é crucial no desenvolvimento de uma metodologia para comparação entre o ponto de vista dos consumidores versus os produtores de energia.

Os críticos dos modelos que dão mais importância aos pagamentos esperados do que aos custos esperados é que como essas metodologias têm como foco os consumidores a sua adoção pode estimular o comportamento estratégico dos geradores que podem aumentar suas ofertas. Também podem desestimular o investimento em infraestrutura, já que os empreendimentos poderiam não ser tão atrativos.

2.3.5 Corte de carga esperado

É possível a ocorrência de corte de carga na simulação das amostras de Monte Carlo. Esse corte de carga é modelado como um gerador grande e caro, e, como consequência

disso, só haverá o despacho dessa unidade geradora caso não haja a disponibilidade de nenhuma outra unidade do sistema.

Esse gerador irá operar apenas em casos em que o somatório da geração das unidades geradoras de um sistema não consegue atender a carga requerida, e, sempre que esse gerador entra em operação, a sua geração é contabilizada como o corte de carga no sistema. Assim, o corte de carga esperado é a média de geração do gerador de corte de carga no horizonte de tempo estudado.

Esse corte de carga é involuntário e admissível, considerando que a sua probabilidade de ocorrência é baixa e que o decréscimo de bem-estar social é tolerável.

A modelagem do gerador de corte de carga é imprescindível, pois, caso contrário, quando os geradores disponíveis não pudessem atender a carga, seriam produzidas várias amostras ineficazes no segundo estágio da modelagem. Isso comprometeria o cálculo do pagamento e do custo esperado, já que o cálculo desses dados depende da média dos valores obtidos em cada uma das n amostras do segundo estágio do problema.

3 Estudo de Caso - Abordagem Estocástica

Os resultados apresentados neste capítulo têm a função primordial de comparar os indicadores econômicos nas metodologias MHEC e MHEP e seus respectivos modelos determinísticos. Todas as metodologias (inclusive as determinísticas) seguiram o modelo em dois estágios apresentado no capítulo 2. Os resultados foram obtidos utilizando o CPLEX GAMS 2.0.24.12.

3.1 Sistema Utilizado

O modelo proposto foi testado considerando as unidades geradoras que constam na tabela 7. A tabela contém os dados referentes à capacidade máxima de geração, ofertas de energia, custo de partida, ofertas de reserva e a taxa de falha das unidades geradoras.

Nesse sistema, os primeiros seis geradores foram considerados lentos, e o estudo foi feito avaliando o comportamento do MHEC e MHEP e seus respectivos modelos determinísticos considerando três patamares de carga: 250MW, 500MW e 700MW. Considerou-se que todos os geradores estavam desligados antes do início da simulação.

Três cenários foram inseridos: o cenário 0 corresponde à situação em que os geradores estão em perfeito funcionamento em todo o período analisado, o cenário 1 considera a saída de operação do gerador número 4, e o cenário 2 corresponde à saída de operação do gerador de número 6.

A escolha dos cenários baseou-se nos geradores que possuem uma maior capacidade de geração. Buscou-se, desse modo, um sistema mais robusto e confiável.

O segundo estágio, que é referente às simulações utilizando a técnica de Monte Carlo, inclui amostras de mau funcionamento durante o horizonte de tempo simulado. Não foi considerada a possibilidade de reparo e retorno à operação das unidades selecionadas, pois

Tabela 7: Dados dos Geradores

Gerador	Capacidade Máxima (MW)	Oferta de Energia (\$/MWh)	Custo de Partida (\$)	R_{max} (MW)	Oferta de Reserva (\$/MWh)	q_i (taxa de falha)
1	100	15	0	50	7,5	0,05
2	80	27	1500	40	13,5	0,01
3	100	19,5	2000	50	9,75	0,008
4	200	19,5	0	100	9,75	0,005
5	120	57	0	60	28,5	0,02
6	330	30	0	165	15	0,007
7	60	27	1000	30	13,5	0,005
8	20	60	0	10	30	0,02
9	20	75	0	10	37,5	0,04

na operação de curto prazo não há tempo hábil para o retorno ao sistema das unidades com defeito.

O número de amostras no segundo estágio do problema deve ser de dois a três ordens de magnitude maior do que o número de cenários (RUIZ et al., 2009). Como consequência dos três cenários considerados na primeira etapa, foram utilizadas 300 amostras na simulação de Monte Carlo.

Tabela 8: Pagamentos Esperados

	Reserva (MW)					
	0	10	20	50	70	120
MHEP (\$)	114709,17	100885,83	96258,75	99675,67	111354,83	127730,00
MP - Det (\$)	191840,00	184725,00	158181,67	162306,67	170956,67	187058,33
MHEC (\$)	174377,50	166786,67	147806,67	130133,33	137640,00	139999,17
MC - Det (\$)	206528,75	189827,92	167972,08	169638,75	375278,92	531400,83

Tabela 9: Custos Esperados

	Reserva (MW)					
	0	10	20	50	70	120
MHEP (\$)	52506,56	48335,33	46888,65	51238,25	52389,01	55940,25
MP - Det (\$)	78457,96	74395,82	66286,13	66007,78	65984,32	61930,33
MHEC (\$)	41248,64	40366,56	40951,04	41378,08	42084,46	42641,00
MC - Det (\$)	54680,83	51263,01	47912,52	44107,73	44481,55	45841,12

Os resultados obtidos MHEP são comparados com os resultados utilizando o MHEC e com as metodologias determinísticas de minimização de custos e minimização de pagamentos.

Na figura 5, pode-se visualizar a comparação entre os pagamentos nas diferentes metodologias em função da reserva requerida pelo sistema. Essa análise comparativa também pode ser feita por meio da tabela 8, que exibe os valores dos pagamentos esperados nas diferentes metodologias em função da reserva requerida pelo sistema.

O valor ótimo de energia de reserva foi obtido na ocorrência do menor valor esperado de pagamento. Por meio da figura 6, que mostra o detalhe dos pagamentos esperados na MHEC e MHEP, é possível notar que a reserva ótima é de 50MW no caso da MHEC e de 20MW no caso da MHEP.

No entanto, não há uma regra que sirva como critério para escolha da reserva ótima quando são utilizadas formulações estocásticas (RUIZ et al., 2009). Neste trabalho, optou-se por utilizar o pagamento mínimo como parâmetro.

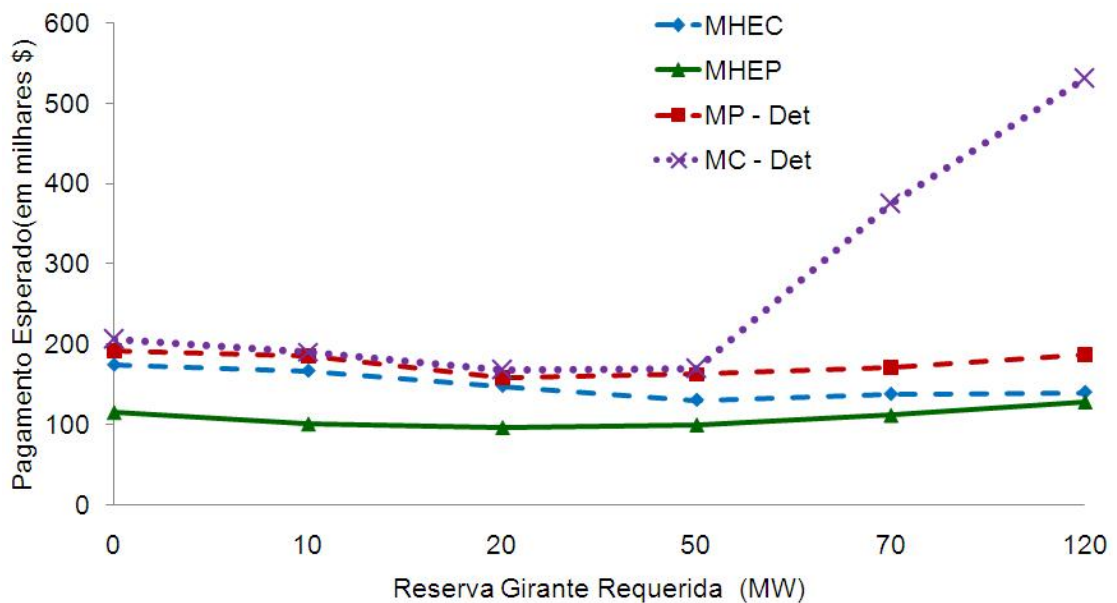


Figura 5: Pagamento esperado em função da reserva requerida

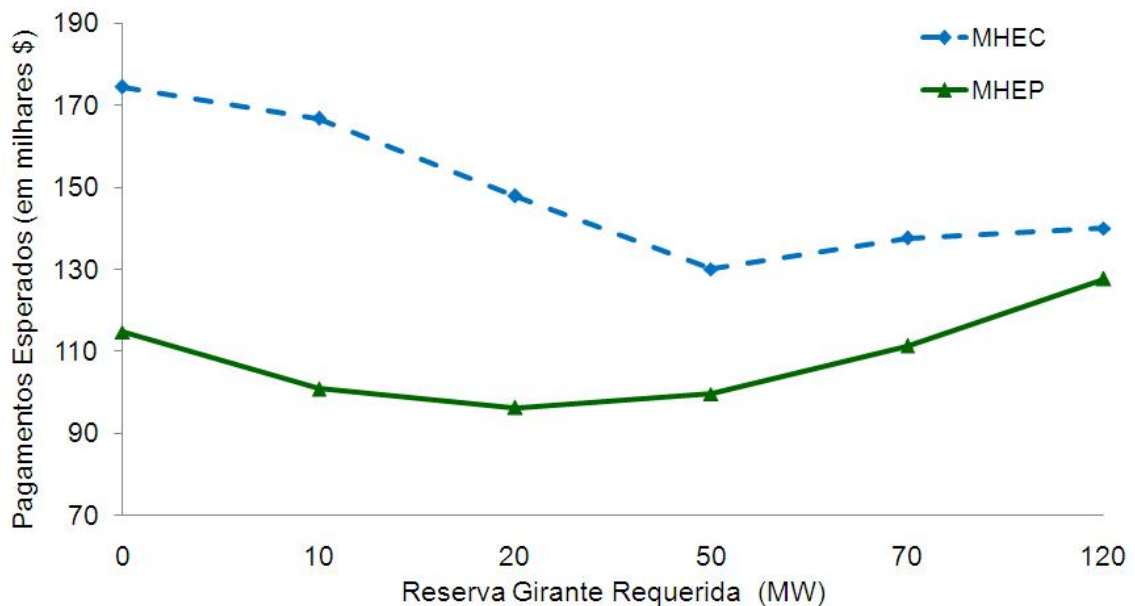


Figura 6: Pagamento esperado em função da reserva requerida

Observando o gráfico contendo apenas os dois modelos híbridos estocásticos (figura 6),

é possível notar que os pagamentos na metodologia MHEP são sempre menores, independentemente do nível de reserva requerido. Ademais, o pagamento esperado considerado ótimo na metodologia MHEP ocorre quando a reserva requerida é 20MW, enquanto na MHEC ocorre quando o nível de reserva requerido é de 50MW. Logo, a abordagem MHEC exige a necessidade de contratação de um maior nível de reserva numa mesma configuração do sistema se comparada a MHEP.

A metodologia tradicionalmente utilizada determina que o valor de reserva requerido deve ser igual ao valor do maior gerador do sistema. Se os valores considerados ótimos para reserva na MHEC e MHEP forem comparados com o método utilizado tradicionalmente, nota-se que a abordagem tradicional representa um valor muito além do que seria dimensionado caso qualquer uma das metodologias híbridas estocásticas simuladas nesse trabalho fossem utilizadas. Essa constatação torna-se mais clara quando se comparam os valores ótimos de reserva obtidos com o maior gerador sistema estudado, que tem capacidade de gerar 300MW, como pode ser observado na tabela 7. Desse modo, a abordagem tradicional para determinação da reserva requerida pode incorrer num sobredimensionamento da reserva, e como consequência, comprometer consideravelmente o pagamento dos consumidores.

Também é possível analisar o comportamento do sistema a partir dos custos de geração, como pode ser visto na figura 7 e na tabela 9, que mostram os resultados relacionados ao comportamento dos custos esperados em função dos níveis de reserva requeridos pelo sistema.

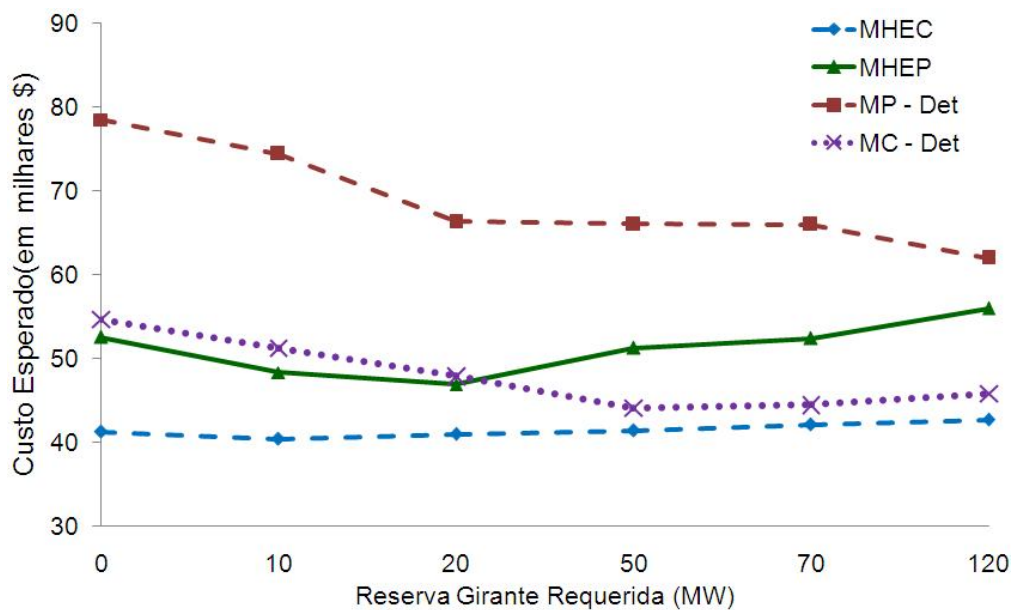


Figura 7: Custo ofertado esperado em função da reserva requerida

Para níveis mais elevados de reserva, as abordagens determinísticas tendem a ter custos similares às suas respectivas abordagens estocásticas, como pode ser visto na figura 7.

3.1.1 Corte de Carga Esperado - Análise Paramétrica

A análise paramétrica que será mostrada nessa seção avalia o impacto no corte de carga, nos pagamentos e nos custos ofertados esperados de acordo com variação da taxa de falha (q) das unidades geradoras.

Sendo q_0 o valor da taxa de falha de cada gerador, a variação dessa taxa será dada pela equação 3.1.

$$q = \xi \cdot q_0 \quad (3.1)$$

Para $\xi = 1$ as taxas de falha são iguais aos valores utilizados na tabela 7, enquanto para $\xi = 0$ o sistema terá probabilidade zero de ocorrência de falha nos geradores.

As simulações foram feitas considerando uma reserva de 20MW, que foi o nível ótimo de reserva encontrado na metodologia MHEP.

Conforme o parâmetro ξ aumenta, a taxa de falha também aumenta e, consequentemente, aumenta o valor do custo e do pagamento esperado tanto na MHEP quanto na MHEC. Isso acontece porque a probabilidade do gerador sair de operação tem uma relação exponencial com a sua taxa de falha, como foi visto na seção 2.2.1.1, e se a taxa de falha aumenta, a probabilidade do gerador sair de operação também aumenta. Essa constatação é refletida diretamente nos pagamentos, nos custos e no corte de carga esperado, como pode ser visto nas tabelas 10, 11 e 12.

Tabela 10: Pagamentos Esperados - Análise Paramétrica

Taxa de Falha (q)	Pagamentos Esperados (\$)				
	0	$q/2$	q	$3q/2$	$2q$
MHEP	64875,00	72572,50	96258,75	132810,00	196422,50
MHEC	67500,00	105557,50	153309,17	188410,00	240841,67

O preço do corte de carga considerado nesse trabalho foi de 1000 \$/MWh. O comportamento do corte de carga encontrado nas metodologias MHEP e MHEC é similar. No entanto, verifica-se na tabela 12 e na figura 8 que os valores do corte de carga na metodologia MHEP são sempre maiores do que na MHEC.

Tabela 11: Custos Esperados - Análise Paramétrica

Taxa de Falha (q)	Custos Esperados (\$)				
	0	q/2	q	3q/2	2q
MHEP	44390,00	46012,68	48964,34	57955,78	79337,26
MHEC	33765,00	35594,88	37735,60	44267,68	53348,02

Quando a taxa de falha é zero, nenhum gerador sairá de operação em todo o horizonte de tempo estudado, e, por isso, nessa situação o valor do corte de carga é zero independentemente da metodologia considerada.

Tabela 12: Cortes de Carga Esperados - Análise Paramétrica

Taxa de Falha (q)	Corte de Carga Esperado (MW)				
	0	q/2	q	3q/2	2q
MHEP	0,00	2,47	9,00	23,40	58,57
MHEC	0,00	1,99	4,74	13,84	25,59

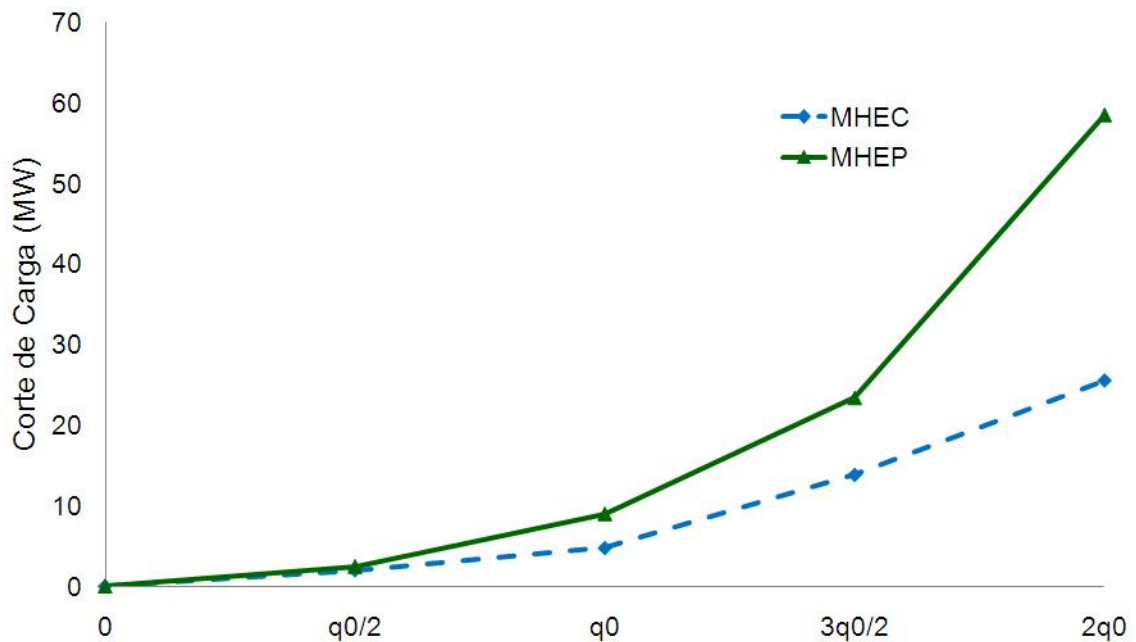


Figura 8: Corte de carga esperado em função da taxa de falha (q)

4 *Modelo Híbrido Multiobjetivo*

No capítulo 2, foram desenvolvidas metodologias estocásticas de minimização de custos e de minimização de pagamentos. Contudo, a experiência tem mostrado que adotar apenas a minimização de pagamentos pode produzir uma ineficiência de mercado, além de reduzir os lucros dos geradores. E adotar apenas a minimização de custos pode penalizar demasiadamente os consumidores, dado o alto valor do preço marginal da energia.

Outro aspecto que também deve ser considerado, é que numa operação multiperíodo mesmo que a unidade geradora tenha prejuízo em algum período, faz-se necessário avaliar a conjuntura econômica num horizonte de tempo mais extenso. Isso decorre do fato de que as unidades geradoras têm custos operacionais de partida e desligamento que devem ser levados em consideração, e muitas vezes pode ser mais interessante para o gerador manter a operação, mesmo que haja algum prejuízo, do que desligar a unidade para posteriormente ligá-la, e isso incorrer num novo custo de partida. Essa ideia está ilustrada no exemplo a seguir (KIRSCHEN, 2004).

Dado um gerador a carvão com capacidade máxima e mínima de geração de 500MW, e 100MW respectivamente, a curva de custo de geração de energia para esse gerador é dada por:

$$C(g) = 143 + 10,66 \cdot g + 0,0026 \cdot g^2$$

Onde:

g : nível de geração (MW)

$C(g)$: Custo de geração (\$)

Será examinada a programação dessa unidade no período de algumas horas. Nesse exemplo assumir-se-á que, no mercado em que o gerador está inserido o preço da energia é definido de hora em hora. A unidade geradora inicia a geração na hora 1 e o custo de partida dela é de R\$ 600,00.

Hora	1	2	3	4	5	6	7
Preço (\$/MWh)	12,0	13,0	13,5	10,5	12,5	13,5	11,5
Geração (MW)	257,7	450,0	500,0	100,0	353,8	500,0	161,5
Receita (\$)	3092	5850	6750	1050	4423	6750	1858
Custo da Energia (\$)	3063	5467	6123	1235	4240	6123	1933
Custo de Partida (\$)	600	0	0	0	0	0	0
Custo Total (\$)	3663	5467	6123	1235	4240	6123	1933
Lucro (\$)	-571	383	627	-185	183	627	-75
Lucro Acumulado (\$)	-571	-188	439	254	437	1064	989

Tabela 13: Níveis de geração e índices econômicos

A partir dos dados da tabela 13, é feita a análise da operação do gerador durante 7 horas. Na hora 1, o prejuízo (R\$ -571,00) deve-se, essencialmente, ao custo de partida. Já na hora 2, o gerador tem lucro positivo (R\$ 383,00), apesar de o lucro acumulado ainda ser negativo (R\$ -188,00). Na hora 3, o custo de partida já foi recuperado, e o gerador passa a ter um lucro acumulado positivo (R\$ 439,00). Na hora 4, o preço da energia é tão baixo que mesmo que a geração fosse mínima, o gerador teria prejuízo. Porém, deixar o gerador ligado não é uma má decisão, já que, dessa forma, evitam-se os custos de partida na hora 5. Na hora 6 o gerador está com capacidade máxima de geração, e o lucro acumulado é o maior dentre as horas avaliadas. Na hora 7, a unidade tem um déficit, que ocorre porque o preço de mercado é muito baixo e não é suficiente para cobrir os custos de produção.

A análise global da operação do gerador mostra que, apesar de o gerador ter tido prejuízo nas horas 1, 4 e 7, o lucro acumulado nesse período teve um saldo final positivo. Se houver a previsão de diminuição dos preços nas horas subsequentes, a melhor estratégia seria desligar a unidade no final da hora 7 e aguardar uma melhora nos preços, antes de dar novamente partida no gerador.

As metodologias estocásticas de minimização de custos e de pagamentos desenvolvidas neste trabalho não permitem que o gerador tenha prejuízo em nenhum período de tempo, e, por isso, o gerador seria impedido de operar em muitos dos horários em que ficou ligado no exemplo dado. Isso ocorre porque essas metodologias obrigam que o gerador seja ligado apenas caso o preço marginal seja maior ou igual ao custo ofertado, e essa condição deve ser atendida obrigatoriamente em todos os períodos de tempo.

Baseando-se nessa problemática, foi desenvolvido um modelo multiobjetivo baseado nos modelos estocásticos formulados no capítulo 2. O novo modelo está descrito nas equações 4.1 a 4.16, e a otimização dele busca realizar o despacho econômico das unidades geradoras minimizando o somatório dos custos e dos pagamentos.

Primeiro Nível:

$$\text{Minimizar : } \alpha \sum_{h,s} \gamma_h^s + (1 - \alpha) \sum_{i,h,s} \rho_{i,h,s} \quad (4.1)$$

Onde:

$$\gamma_h^s = \gamma_{h,s}^{energia} + \gamma_{h,s}^{reserva} \quad (4.2)$$

$$\gamma_{h,s}^{energia} = \lambda_h^s \cdot l_h^s \quad (4.3)$$

$$\gamma_{h,s}^{reserva} = \mu_h^s \cdot \underline{r}_h^s \quad (4.4)$$

$$\rho_{i,h,s} = \rho_{i,h,s}^{energia} + \rho_{i,h,s}^{reserva} \quad (4.5)$$

$$\rho_{i,h,s}^{energia} = \lambda_h^s \cdot g_{i,h}^s \quad (4.6)$$

$$\rho_{i,h,s}^{reserva} = \mu_h^s \cdot r_{i,h}^s \quad (4.7)$$

Sujeito a:

$$\sum_{h,s} \lambda_h^s \cdot g_{i,h}^s + \sum_{h,s} \mu_h^s \cdot r_{i,h}^s \geq \sum_{h,s} C(g_{i,h}^s) + \sum_{h,s} C(r_{i,h}^s) + S_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (4.8)$$

Segundo Nível:

$$\text{Minimizar : } \sum_s \pi^s \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^s) + C(r_{i,h}^s) + S_{i,h}^s) \quad (4.9)$$

Sujeito a:

$$\sum_i g_{i,h}^s = l_h^s, \quad \longrightarrow \lambda_h^s \quad \forall h, s \quad (4.10)$$

$$\sum_i r_{i,h}^s \geq \underline{r}_h^s, \quad \longrightarrow \mu_h^s \quad \forall h, s \quad (4.11)$$

$$\underline{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq g_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (4.12)$$

$$g_{i,h}^s + r_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \quad \forall i, h, s \quad (4.13)$$

$$\underline{r}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq r_{i,h}^s \leq \bar{r}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (4.14)$$

$$u_{i,h}^s, g_{i,h}^s \in \mathcal{G} \quad (4.15)$$

$$u_{i,h}^s = u_{i,h} \quad \forall i \notin \mathcal{G}^f \quad (4.16)$$

O parâmetro α indica os pesos de cada uma das parcelas da equação 4.1. Para $\alpha = 0$, a parcela relativa a minimização de pagamentos é anulada, e o problema passa a ser praticamente uma minimização de custos. Já quando $\alpha = 1$, a parcela relativa a minimização de custos é anulada, e o problema passa a ser uma minimização de pagamentos. Para valores intermediários de α , ocorre uma ponderação. Caso $\alpha = 0,5$, os pesos das parcelas de minimização de custos e pagamentos seriam iguais.

As restrições 4.2 a 4.4 definem os pagamentos da energia e da reserva, e as restrições 4.5 a 4.7 caracterizam as receitas dos geradores.

A restrição 4.8 garante que as unidades geradoras terão lucro no horizonte de tempo estudado, mesmo que, em alguns períodos de tempo, tenham prejuízo.

A formulação de minimização estocástica multiobjetivo (MEM) se caracteriza como um problema em dois níveis com variáveis contínuas e binárias. Esse tipo de problema é difícil de ser resolvido porque, com a inserção das equações 4.6 a 4.8, são adicionadas não linearidades no problema. Para superar essa dificuldade, são utilizadas expressões equivalentes para substituir os produtos de variáveis. Os detalhes dessa linearização estão no Apêndice A.4.

4.1 Estudo de Caso - Abordagem Determinística

Para validar o modelo testado, inicialmente foi feita a simulação utilizando as unidades geradoras da tabela 1. Foi considerado apenas um período de tempo, e a carga a ser atendida é de 92MW. Foi utilizado apenas um cenário: aquele que corresponde à situação em que todos os geradores estão em perfeito funcionamento em todo o período analisado. Por isso, nessa simulação, o modelo se resume a uma otimização determinística multiobjetivo.

Foram feitas várias simulações variando o parâmetro α , com o objetivo de observar o comportamento dos pagamentos e dos custos nesse novo modelo.

Os resultados dessas simulações encontram-se nas tabelas 14 a 19.

Variando o valor de α , foram obtidos três tipos de despachos distintos. Primeiramente, para $\alpha = 0$ e $\alpha = 0,1$ (tabelas 14 e 15), o sistema comporta-se de forma idêntica, e o excedente do produtor é de R\$ 7570,00. Esse resultado é coerente, visto que um valor baixo de α beneficia os agentes geradores do sistema, pois a parcela relativa a minimização de pagamentos é anulada ($\alpha = 0$) ou tem seu peso bastante reduzido ($\alpha = 0,1$). O valor

$$\alpha = 0 \text{ e } \lambda_h = 100,00$$

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	Pagamento Total (\$)	Excedente = Pag - Custo
1	45	450,00	0,00	4500,00	0,00	4500,00	4050,00
2	44	880,00	0,00	4400,00	0,00	4400,00	3520,00
3	3	300,00	20,00	300,00	20,00	320,00	0,00
4	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	92	1630,00	20,00	9200,00	20,00	9220,00	7570,00

Tabela 14: Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0$)
$$\alpha = 0,1 \text{ e } \lambda_h = 100,00$$

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	Pagamento Total (\$)	Excedente = Pag - Custo
1	45	450,00	0,00	4500,00	0,00	4500,00	4050,00
2	44	880,00	0,00	4400,00	0,00	4400,00	3520,00
3	3	300,00	20,00	300,00	20,00	320,00	0,00
4	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	92	1630,00	20,00	9200,00	20,00	9220,00	7570,00

Tabela 15: Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,1$)
$$\alpha = 0,2 \text{ e } \lambda_h = 30,00$$

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	Pagamento Total (\$)	Excedente = Pag - Custo
1	27	270,00	0,00	810,00	0,00	810,00	540,00
2	45	900,00	0,00	1350,00	0,00	1350,00	450,00
3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	2600,00	0,00
4	20	600,00	2000,00	600,00	2000,00	0,00	0,00
Total	92	1770,00	2000,00	2760,00	2000,00	4760,00	990,00

Tabela 16: Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,2$)
$$\alpha = 0,5 \text{ e } \lambda_h = 30,00$$

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	Pagamento Total (\$)	Excedente = Pag - Custo
1	27	270,00	0,00	810,00	0,00	810,00	540,00
2	45	900,00	0,00	1350,00	0,00	1350,00	450,00
3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	2600,00	0,00
4	20	600,00	2000,00	600,00	2000,00	0,00	0,00
Total	92	1770,00	2000,00	2760,00	2000,00	4760,00	990,00

Tabela 17: Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,5$)

do pagamento total dos consumidores nestas situações é o maior dentre todos os itens simulados (R\$ 9220,00). Isso deve-se ao fato de que o gerador marginal é o 3, o que faz que o preço da energia (λ_h) seja 100 R\$/MWh

Já para $\alpha = 0,2$ a $\alpha = 0,9$ (tabelas 16 e 18), o despacho é idêntico, e o excedente do produtor nessas simulações é R\$ 990,00, que é consideravelmente menor se comparado ao

$$\alpha = 0,9 \text{ e } \lambda_h = 30,00$$

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	Pagamento Total (\$)	Excedente = Pag - Custo
1	27	270,00	0,00	810,00	0,00	810,00	540,00
2	45	900,00	0,00	1350,00	0,00	1350,00	450,00
3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	2600,00	0,00
4	20	600,00	2000,00	600,00	2000,00	0,00	0,00
Total	92	1770,00	2000,00	2760,00	2000,00	4760,00	990,00

Tabela 18: Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 0,9$)
$$\alpha = 1,0 \text{ e } \lambda_h = 30,00$$

Gerador	Despacho (MW)	Custo da Energia (\$)	Custo de Partida (\$)	Pagamento Energia (\$)	Pagamento Partida (\$)	Pagamento Total (\$)	Excedente = Pag - Custo
1	32	320,00	0,00	960,00	0,00	960,00	640,00
2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	60	1800,00	2000,00	1800,00	2000,00	3800,00	0,00
Total	92	2120,00	2000,00	2760,00	2000,00	4760,00	640,00

Tabela 19: Níveis de geração e índices econômicos - modelo multiobjetivo ($\alpha = 1,0$)

excedente encontrado para valores menores de α . Nesses despachos, o gerador marginal passa a ser o gerador 4, e, conseqüentemente, o preço da energia (λ_h) passa a ser 30 R\$/MWh, o que implica um pagamento total do consumidor de R\$ 4760,00.

Por fim, para $\alpha = 1,0$ (tabela 19), apesar de o preço marginal ser de 30 R\$/MWh e o gerador marginal ser o gerador 4, o excedente do produtor passa a ser R\$ 640,00, pois, nessa situação, o despacho utiliza apenas as unidades geradoras 1 e 4.

É interessante notar que, se compararmos as tabelas 16 e 18 com a tabela 19, o pagamento dos consumidores é o mesmo. Portanto, para o consumidor seria indiferente realizar um despacho com $\alpha = 0,9$ ou $\alpha = 1,0$. Porém, para os geradores o custo da energia fica mais alto caso o despacho seja realizado com $\alpha = 1,0$. Isso mostra que o valor de α deve ser bem calibrado, de forma que o despacho não favoreça em demasia nem os agentes geradores nem os consumidores.

4.2 Análise de Desempenho

A análise de desempenho corresponde ao segundo estágio da modelagem. A ideia desse estágio é igual à que foi desenvolvida na seção 2.3, e por isso alguns detalhes serão suprimidos nesta seção. A MEM seguirá o mesmo processo híbrido realizado em dois estágios e descrito na figura 1. A esse processo híbrido será dado o nome de Minimização

Híbrida Estocástica Multiobjetivo (MHEM).

Para um número n de amostras considerando a incerteza na geração, são encontrados os pagamentos e os custos esperados a partir do modelo em dois níveis descrito nas equações 4.17 a 4.23.

Primeiro Nível:

$$\text{Minimizar} : \varphi^n = \alpha \sum_h \gamma_h^n + (1 - \alpha) \sum_{i,h} \rho_{i,h}^n, \quad u_{i,h}^n \in \mathcal{G}^f \quad (4.17)$$

Onde:

$$\gamma_h^n = \lambda_h^n \cdot l_h \quad (4.18)$$

$$\rho_{i,h}^n = \lambda_h^n \cdot g_{i,h}^n \quad (4.19)$$

Sujeito a:

$$\sum_h \lambda_h^n \cdot g_{i,h}^n \geq \sum_h C(g_{i,h}^n) + S_{i,h}^n \quad \forall i, h, n \quad (4.20)$$

Segundo Nível:

$$\text{Minimizar} \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^n) + S_{i,h}(u_{i,h-1}^n, u_{i,h}^n)) \quad (4.21)$$

Sujeito a:

$$\sum_i g_{i,h}^n = l_h^n, \quad \longrightarrow \lambda_h^n \quad \forall h \quad (4.22)$$

$$\underline{g}_i^n \cdot u_{i,h}^n \leq g_{i,h}^n \leq \bar{g}_i^n \cdot u_{i,h}^n \quad \forall i, h \quad (4.23)$$

Essa etapa se assemelha àquela descrita na seção 2.3, e, portanto, não há a reserva de energia, que é uma variável alocada no primeiro estágio, e o estado dos geradores lentos não pode ser modificado.

4.3 Estudo de Caso - Abordagem Estocástica

O modelo proposto foi testado considerando as unidades geradoras que constam na tabela 7. Similarmente ao sistema utilizado nas simulações do capítulo 3, os primeiros seis geradores são considerados lentos, e os três patamares de carga foram: 250MW, 500MW e 700MW. O estudo foi feito avaliando o comportamento da MHEM diante de diferentes valores de α .

Três cenários foram inseridos: o cenário 0 corresponde à situação em que todos os geradores estão em perfeito funcionamento no período analisado, o cenário 1 considera a saída de operação do gerador número 4, e o cenário 2 corresponde à saída de operação do gerador de número 6.

No segundo estágio, não foi considerada a possibilidade de reparo e retorno à operação das unidades selecionadas, e foram utilizadas 300 amostras contendo o mau funcionamento nas unidades geradoras.

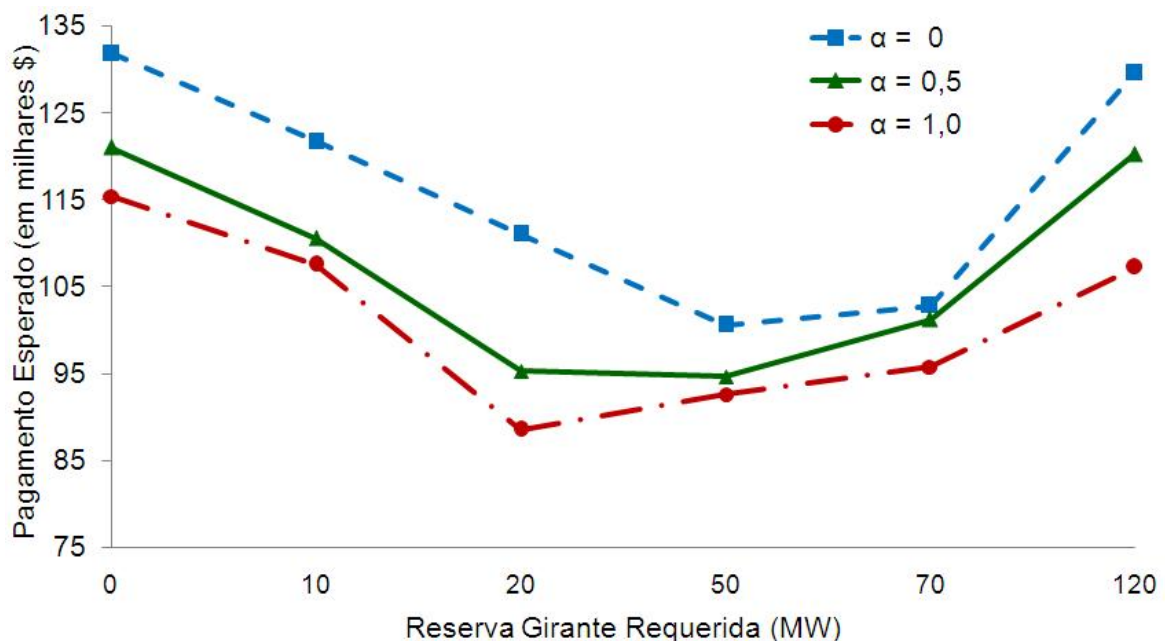


Figura 9: Pagamento Esperado em função da reserva requerida

A figura 9 é o gráfico dos pagamentos esperados em função da reserva requerida pelo sistema para diferentes valores do parâmetro α . Pode-se observar que, quando $\alpha = 0$, que é a situação em que o modelo aproxima-se de uma minimização estocástica de custos, os pagamentos são os maiores. Para $\alpha = 1,0$, quando o modelo aproxima-se de uma minimização estocástica de pagamentos, são obtidos os menores valores de pagamentos esperados independentemente dos níveis de reserva requeridos.

Por fim, para $\alpha = 0,5$, obtém-se um resultado intermediário entre $\alpha = 0$ e $\alpha = 1,0$, sendo que, para alguns níveis de reserva, o valor do pagamento esperado se aproxima do valor da curva $\alpha = 1,0$, como acontece quando a reserva requerida é de 50MW. Em outras situações, o pagamento esperado aproxima-se da curva $\alpha = 0$, como ocorre quando a reserva mínima requerida é de 70MW.

Todas as três curvas da figura 9 tiveram um comportamento semelhante. Considerando que o valor ótimo de reserva é aquele no qual o pagamento esperado é o menor, as curvas $\alpha = 1,0$ e o $\alpha = 0,5$ obtiveram a mesma reserva ótima de 20MW. Já na curva $\alpha = 0$, o valor de reserva ótima é de 50MW.

A partir da figura 10, é possível analisar o comportamento dos custos de geração do sistema em função da reserva mínima requerida. Percebe-se que, para $\alpha = 0$, foram obtidos os maiores custos, e para $\alpha = 1,0$, os menores custos. Para $\alpha = 0,5$, obtém-se uma curva que, para valores de reserva requerida de 10 MW ou 50 MW, possui comportamento semelhante a curva $\alpha = 1,0$. Já no caso da reserva mínima requerida igual a 20MW, o valor do custo da curva $\alpha = 0,5$ aproxima-se de $\alpha = 0$.

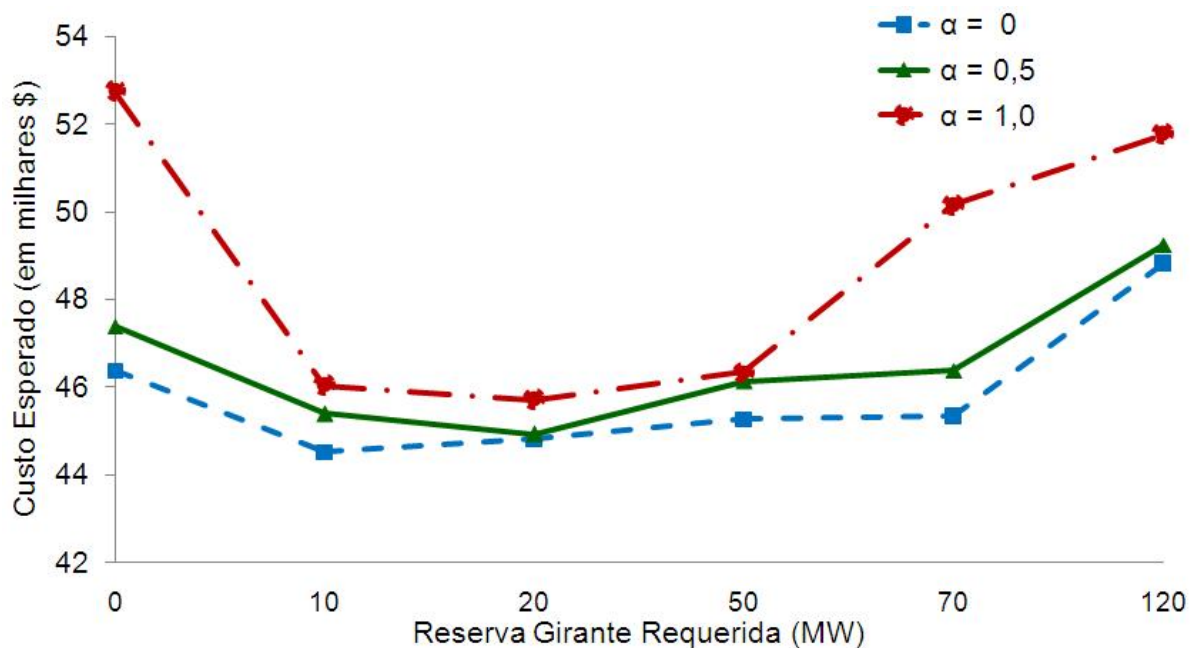


Figura 10: Custo Esperado em função da reserva requerida

Na figura 11 é feita a análise comparativa entre a MHEP e a MHEM ($\alpha = 1,0$). Verifica-se que para valores mais baixos de reserva os pagamentos na metodologia MHEP são menores do que o MHEM. No caso de valores de reserva maiores que 20MW o despacho de torna mais vantajoso para o consumidor na metodologia MHEM. Isso se deve a equação 4.8, que permite que as unidades geradores tenham algum prejuízo desde que o lucro

seja maior ou igual a zero na operação realizada num maior horizonte de tempo e como consequência diminui os preços marginais de energia e de reserva.

Já na figura 12 observa-se que a diferença entre custos e pagamentos é menor conforme aumenta o valor do parâmetro α . Quanto menor essa diferença, maior o bem estar social num mercado. No exemplo analisado o maior bem estar social é encontrado quando $\alpha = 1,0$

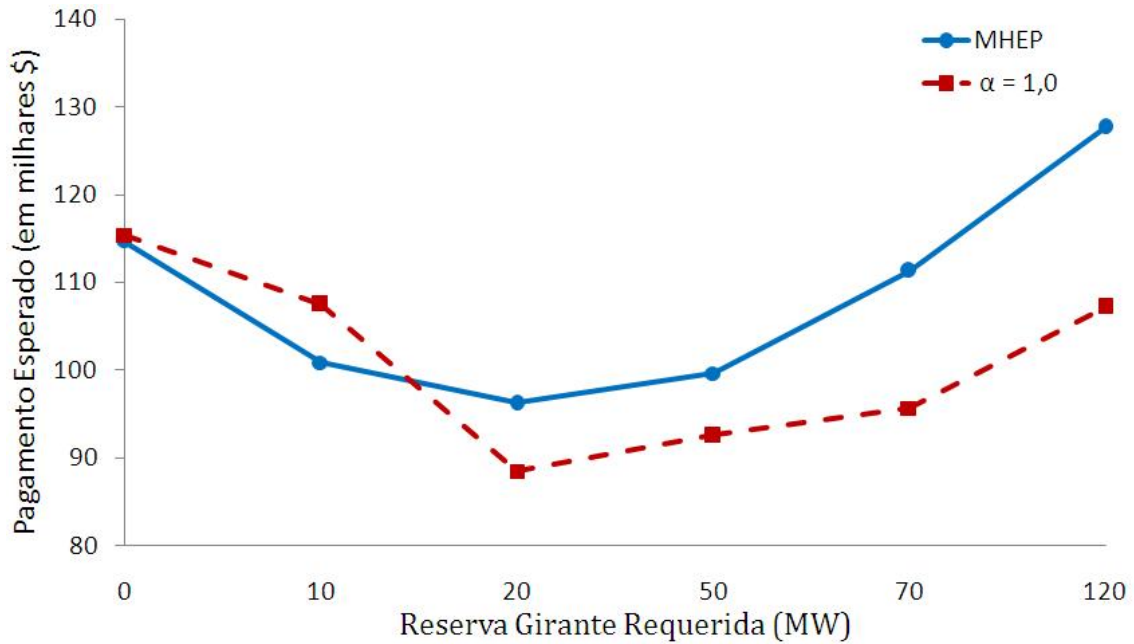


Figura 11: Comparativo - MHEP e MHEM ($\alpha = 1,0$)

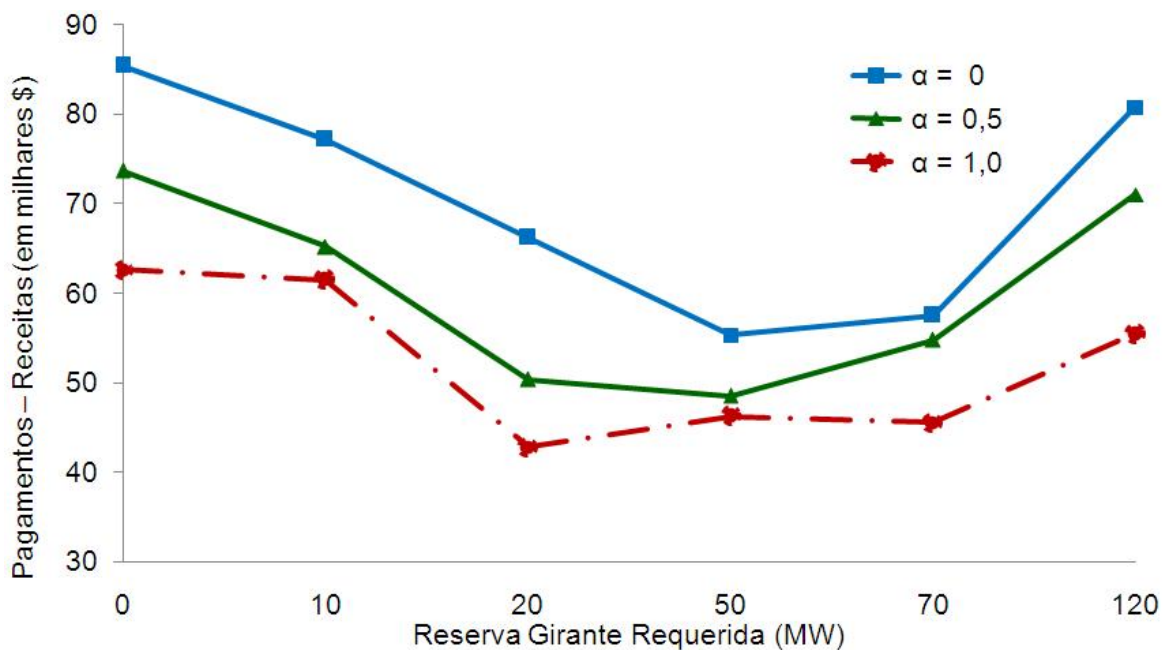


Figura 12: Diferença entre pagamentos e custos em função da reserva requerida

5 *Conclusão*

Nesta dissertação, foram desenvolvidos três modelos estocásticos de mercado conjunto de energia e reserva. O primeiro deles incorpora a metodologia clássica de minimização de custos e introduz variáveis estocásticas. O segundo modelo é o de minimização de pagamentos, também com a inserção de variáveis estocásticas. Por fim, foi desenvolvido um modelo multiobjetivo que incorpora características dos dois primeiros modelos.

Um processo contendo dois estágios foi implementado com o objetivo de ampliar o espectro de incerteza do problema. O primeiro estágio corresponde a etapa de planejamento, e é nele que a reserva é alocada e os estados das unidades lentas é definido. No segundo estágio, o nível de reserva alocado no primeiro estágio é testado, e os valores esperados de pagamentos, custos e corte de carga são encontrados. Esse processo em dois estágios é eficiente no contexto em que o problema híbrido estocástico reduz o número de cenários a serem avaliados ao mesmo tempo que cobre um maior espectro de incerteza utilizando as simulações de Monte Carlo. Além disso, o tempo computacional do MHEP é reduzido por causa da classificação dos geradores em lentos e rápidos.

Os resultados obtidos para os pagamentos esperados utilizando o MHEP são consideravelmente menores do que os pagamentos utilizando o MHEC, e isso é um indicativo de que o consumidor pode estar sendo excessivamente penalizado pelo despacho que visa apenas à minimização de custos dos agentes geradores. Em contrapartida, os custos das unidades geradoras são bem menores quando o despacho é feito utilizando o MHEC do que se for utilizado o MHEP. Deve-se analisar cuidadosamente os modelos utilizados para despacho de unidades, pois, para se proteger de um despacho que vise à minimização de pagamentos, os agentes geradores podem simplesmente elevar o valor de suas ofertas. Essa situação é agravada, pois, a fiscalização dos reais custos de produção de energia é difícil de ser feita, em razão da assimetria de informações entre os agentes geradores e agente regulador. Ademais, uma operação com custos mais elevados e menores pagamentos, como é o caso do MHEP, poderia tornar novos investimentos no setor elétrico pouco atrativos.

Para combater essa problemática, o modelo MHEM foi desenvolvido e mostrou resultados promissores, pois por meio da calibração do parâmetro α , é possível a flexibilização do modelo, buscando um meio-termo de forma que nem geradores nem consumidores sejam demasiadamente penalizados.

Na análise dos valores ótimos de reserva, que foram baseados no valor mínimo do pagamento esperado, constatou-se que, enquanto a MHEP e a MHEM (para $\alpha = 1,0$ e o $\alpha = 0,5$) obtiveram valores ótimos de reserva na ordem de 20 MW, o MHEC e o MHEM (para $\alpha = 0$) obtiveram valores ótimos de reserva de 50 MW. Observando os valores considerados ótimos para reserva nos métodos testados nesse trabalho e comparando com a metodologia tradicionalmente utilizada, que determina que a reserva requerida deve ser igual ao valor do maior gerador do sistema (330MW) nota-se que a abordagem tradicional representa um valor muito além do que seria dimensionado caso qualquer uma das metodologias híbridas estocásticas simuladas nesse trabalho fossem utilizadas.

Quanto ao corte de carga, o MHEP sempre apresentou-se maior quando comparado com o MHEC. É necessário realizar uma pesquisa mais elaborada para investigar os motivos desse comportamento.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

As sugestões estão voltadas para o aumento da complexidade do modelo, de forma que ele fique mais próximo da realidade.

1. Para uma melhor análise comparativa e simplificação dos métodos, as restrições relativas a linhas de transmissão não foram adicionadas. No entanto, sabe-se que a introdução da rede de transmissão tem um impacto considerável em análises de despacho, e, por isso, recomenda-se que trabalhos futuros incorporem essas restrições.
2. Realizar um maior estudo para determinação dos cenários. Salienta-se que o estudo deve ser conduzido no sentido de selecionar um número reduzido de cenários, pois, caso isso não seja feito, será inviável implementar o modelo em sistemas de médio e grande porte. A utilização de artifícios, como árvores de decisão, já tem diversas aplicações em sistemas de potência e pode ser uma boa alternativa quando o número de cenários é muito grande.
3. Discriminar o preço de corte de carga dependendo do tipo de consumidor (residencial, comercial ou industrial). Dessa maneira, será possível visualizar a forma como

o despacho comporta-se ante situações críticas, quando há a necessidade de algum mecanismo de alívio de carga.

4. Os sistemas analisados neste trabalho tinham custos definidos por blocos de operação dos geradores. No entanto, introduzir funções de custo operacional para os geradores enriqueceria o modelo, pois os custos de geração de energia dependem do nível de geração da unidade.
5. Inserir contratos bilaterais, que têm uma margem expressiva de participação em alguns mercados.
6. Examinar o comportamento do modelo num período de tempo mais extenso, pois, dessa forma, os benefícios da utilização do modelo MHEM, que não exige que o preço da energia seja obrigatoriamente maior que o custo ofertado, seriam mais facilmente observáveis.
7. Não há uma regra clara que sirva como critério para determinar a reserva ótima num sistema. Por isso, propõe-se uma maior investigação para determinar o melhor critério a ser utilizado.

APÊNDICE A

A.1 Lagrangeano - Estocástico

O processo para obtenção do problema binário misto é feita considerando i geradores e h períodos de tempo, adicionando a variável s que representa os cenários considerados.

Dado o seguinte problema:

$$\text{Minimizar} : \sum_s \pi^s \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^s) + C(r_{i,h}^s) + S_{i,h}^s) \quad (\text{A.1})$$

Restrições:

$$\sum_i g_{i,h}^s = l_h^s, \quad \forall h, s \quad (\text{A.2})$$

$$\sum_i r_{i,h}^s \geq \underline{r}_h^s, \quad \forall h, s \quad (\text{A.3})$$

$$\underline{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \leq g_{i,h}^s \leq \bar{g}_i^s \cdot u_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (\text{A.4})$$

$$g_{i,h}^s + r_{i,h}^s \leq \bar{g}_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (\text{A.5})$$

$$\underline{r}_{i,h}^s \leq r_{i,h}^s \leq \bar{r}_{i,h}^s \quad \forall i, h, s \quad (\text{A.6})$$

O processo para obtenção do problema linear misto em um nível é apresentado para i geradores em h períodos de tempo.

Para um conjunto particular de variáveis discretas ¹, a função Lagrangeana será:

¹As variáveis discretas binárias que representam as unidades geradoras selecionadas ($u_{i,h}^s$) são obtidas por meio de um processo iterativo binário.

$$\begin{aligned}
L = & \sum_{i,h,s} \pi^s (C(g_{i,h}^s) + C(r_{i,h}^s) + S_{i,h}^s) \\
& + \sum_{h,s} \lambda_h^s (\sum_i g_{i,h}^s - l_h^s) \\
& + \sum_{h,s} \mu_h^s (r_h^s - \sum_i r_{i,h}^s) \\
& + \sum_{i,h,s} \underline{\mu}_{i,h}^s (g_i^s u_{i,h}^s - g_{i,h}^s) \\
& + \sum_{i,h,s} \bar{\mu}_{i,h}^s (g_{i,h}^s - \bar{g}_i^s u_{i,h}^s) \\
& + \sum_{i,h,s} \mu r_{i,h}^s (g_{i,h}^s + r_{i,h}^s - \bar{g}_i^s u_{i,h}^s) \\
& + \sum_{i,h,s} \underline{\mu} r_{i,h}^s (r_{i,h}^s - r_{i,h}^s) \\
& + \sum_{i,h,s} \bar{\mu} r_{i,h}^s (r_{i,h}^s - \bar{r}_{i,h}^s u_{i,h}^s)
\end{aligned} \tag{A.7}$$

Condições Necessárias (KKT):

$$\frac{\partial L}{\partial g_{i,h}^s} = \pi^s C(g_{i,h}^s) + \lambda_h^s - \underline{\mu}_{i,h}^s + \bar{\mu}_{i,h}^s + \mu r_{i,h}^s = 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.8}$$

$$\frac{\partial L}{\partial r_{i,h}^s} = \pi^s C(r_{i,h}^s) - \mu_h^s + \mu r_{i,h}^s - \underline{\mu} r_{i,h}^s + \bar{\mu} r_{i,h}^s + \mu r_{i,h}^s = 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.9}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_h^s} = \sum_{i,h} g_{i,h}^s - l_h^s = 0, \quad \forall h, s \tag{A.10}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_h^s} = r_h^s - \sum_{i,h} r_{i,h}^s = 0, \quad \forall h, s \tag{A.11}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}_{i,h}^s} = g_{i,h}^s u_{i,h}^s - g_{i,h}^s \leq 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.12}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \bar{\mu}_{i,h}^s} = g_{i,h}^s - \bar{g}_i^s u_{i,h}^s \leq 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.13}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu r_{i,h}^s} = g_{i,h}^s + r_{i,h}^s - \bar{g}_i^s u_{i,h}^s \leq 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.14}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{\mu} r_{i,h}^s} = r_{i,h}^s - r_{i,h}^s \leq 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.15}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \bar{\mu} r_{i,h}^s} = r_{i,h}^s - \bar{r}_{i,h}^s \leq 0, \quad \forall i, h, s \tag{A.16}$$

A.2 Linearização - Lagrangeano Estocástico

As restrições associadas às variáveis de folga A.12 a A.16 não são lineares, pois nelas há produto de variáveis.

Essas equações são modeladas por equações lineares equivalentes elaboradas. Para tanto é necessária a introdução de uma variável binária para cada restrição não-linear², conforme demonstrado para a equação A.12:

$$\underline{g}_{i,h}^s - g_{i,h}^s \leq M\underline{\eta}_{i,h}^s, \quad \forall i, h, s \quad (\text{A.17})$$

$$\underline{\mu}_{i,h}^s \leq M(1 - \underline{\eta}_{i,h}^s), \quad \forall i, h, s \quad (\text{A.18})$$

Onde $\underline{\eta}_{i,h}^s \in 0, 1$ e M é um número grande e positivo. Em termos práticos, esse número pode ser calibrado sem dificuldade, ainda que em grandes sistemas, mantendo a estabilidade (BROOKE et al., 1998).

Por fim, a equação A.12 poderá ser substituída por suas equivalentes lineares ((A.17 e A.18).

O princípio de funcionamento das equações de linearizadas (A.17 e A.18) é simples:

- Se $\underline{\eta}_{i,h}^s = 1$, a restrição A.17 é relaxada (restrição inativa). Nesse caso a variável dual da equação A.18 ($\underline{\mu}_{i,h}^s$) é forçada a assumir o valor zero.
- Se $\underline{\eta}_{i,h}^s = 0$, a restrição A.17 é ativada e a restrição A.18 se torna inativa.

Depois de substituir as equações originais não-lineares por suas equações lineares equivalentes, a otimização se torna num problema binário misto fácil de resolver por meio de *solvers* existentes (BROOKE et al., 1998).

²Esse procedimento será adotado sempre que houver restrições não-lineares.

A.3 Lagrangeano - Monte Carlo

O segundo estágio da modelagem corresponde a simulação de Monte Carlo para obtenção dos pagamentos esperados em cada um dos métodos avaliados. Essa etapa do modelo é uma minimização determinística de n amostras.

Primeiro nível:

$$\varphi^n = \text{Minimizar} \sum_h \varphi_h^n \quad (\text{A.19})$$

Onde:

$$\varphi_h^n = \lambda_h^n \cdot l_h \quad (\text{A.20})$$

$$i \in \mathcal{G}^f \quad (\text{A.21})$$

Sujeito a:

$$\lambda_h^n \geq CI_{i,h} \cdot u_{i,h}^n \forall i, h \quad (\text{A.22})$$

Segundo nível:

$$\text{Minimizar} \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^n) + S_{i,h}(u_{i,h-1}^n, u_{i,h}^n)) \quad (\text{A.23})$$

Sujeito a:

$$\sum_i g_{i,h}^n = l_h^n, \longrightarrow \lambda_h^n \quad \forall h \quad (\text{A.24})$$

$$\underline{g}_i^n \cdot u_{i,h}^n \leq g_{i,h}^n \leq \bar{g}_i^n \cdot u_{i,h}^n \quad \forall i, h \quad (\text{A.25})$$

Lagrangeano

$$\begin{aligned} L = & \sum_{i,h} (C(g_{i,h}^n) + S_{i,h}(u_{i,h-1}^n, u_{i,h}^n)) \\ & + \sum_h \lambda_h^n (\sum_i g_{i,h}^n - d_h^n) \\ & + \sum_{i,h} \underline{\mu}_{i,h}^n (\underline{g}_i^n u_{i,h}^n - g_{i,h}^n) \\ & + \sum_{i,h} \bar{\mu}_{i,h}^n (g_{i,h}^n - \bar{g}_i^n u_{i,h}^n) \end{aligned} \quad (\text{A.26})$$

Condições Necessárias (KKT):

$$\frac{\partial L}{\partial g_{i,h}^n} = C(g_{i,h}^n) + \lambda_h^n - \underline{\mu}_{i,h}^n + \bar{\mu}_{i,h}^n = 0, \quad \forall i, h \quad (\text{A.27})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_h^n} = \sum_{i,h} g_{i,h}^n - l_h^n = 0, \quad \forall h \quad (\text{A.28})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}_{i,h}^n} = \underline{g}_{i,h}^n u_{i,h}^n - g_{i,h}^n \leq 0, \quad \forall i, h \quad (\text{A.29})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \bar{\mu}_{i,h}^n} = g_{i,h}^n - \bar{g}_{i,h}^n u_{i,h}^n \leq 0, \quad \forall i, h \quad (\text{A.30})$$

Para substituir as equações não lineares por suas equações lineares correspondentes é realizado um procedimento similar ao que foi explanado no apêndice A.2.

A.4 Linearização - Condições Multiobjetivo

A restrição de adequação de receita dos geradores (equação 4.8) contém produto de variáveis, o que insere não linearidades na modelagem multiobjetivo. Para lidar com isso, a equação 4.8 foi substituída por equações equivalentes lineares.

Inicialmente o nível de geração dos geradores é dividida em N partes. Por uma questão de simplicidade, o processo para obter as equações lineares equivalentes será feito para $N = 3$.

$$\Delta g_{i,h} = \frac{g_{i,h}^{max}}{3} \quad (A.31)$$

$$\Delta r_{i,h} = \frac{r_{i,h}^{max}}{3} \quad (A.32)$$

Portanto, os três níveis de geração de energia serão:

$$g1_{i,h} = 0 + \Delta g_{i,h} \quad (A.33)$$

$$g2_{i,h} = g1_{i,h} + \Delta g_{i,h} \quad (A.34)$$

$$g3_{i,h} = g2_{i,h} + \Delta g_{i,h} \quad (A.35)$$

Analogamente os três níveis de geração de energia de reserva serão:

$$r1_{i,h} = 0 + \Delta r_{i,h} \quad (A.36)$$

$$r2_{i,h} = r1_{i,h} + \Delta r_{i,h} \quad (A.37)$$

$$r3_{i,h} = r2_{i,h} + \Delta r_{i,h} \quad (A.38)$$

Sendo $g_{i,h}$ o valor gerado pelo gerador i na hora h :

$$g_{i,h} - \Delta g_{i,h} \leq g1_{i,h} \cdot x1_{i,h} + g2_{i,h} \cdot x2_{i,h} + g3_{i,h} \cdot x3_{i,h} \leq g_{i,h} \quad (A.39)$$

$$x1_{i,h} + x2_{i,h} + x3_{i,h} = u_{i,h} \quad (A.40)$$

$$x1_{i,h}, x2_{i,h}, x3_{i,h} \in \{0, 1\} \quad (A.41)$$

A equação A.39 indica o nível de geração de energia ($g1_{i,h}$, $g2_{i,h}$ ou $g3_{i,h}$) que será

escolhido no despacho por meio da equação A.40, que impõe que apenas um nível poderá ser selecionado em cada período de tempo.

O processo para modelagem do nível de geração de energia de reserva ocorre de forma similar:

$$r_{i,h} - \Delta r_{i,h} \leq r_{1,i,h} \cdot w_{1,i,h} + r_{2,i,h} \cdot w_{2,i,h} + r_{3,i,h} \cdot w_{3,i,h} \leq r_{i,h} \quad (\text{A.42})$$

$$w_{1,i,h} + w_{2,i,h} + w_{3,i,h} = u_{i,h} \quad (\text{A.43})$$

$$w_{1,i,h}, w_{2,i,h}, w_{3,i,h} \in \{0, 1\} \quad (\text{A.44})$$

A definição dos preços da energia é feita baseada nas equações A.45 a A.50, e do preço da energia de reserva é feita baseada nas equações A.51 a A.56.

$$0 \leq \lambda_h - z_{1h} \leq M(1 - x_{1,i,h}) \quad (\text{A.45})$$

$$0 \leq \lambda_h - z_{2h} \leq M(1 - x_{2,i,h}) \quad (\text{A.46})$$

$$0 \leq \lambda_h - z_{3h} \leq M(1 - x_{3,i,h}) \quad (\text{A.47})$$

$$0 \leq z_{1h} \leq M \cdot x_{1,i,h} \quad (\text{A.48})$$

$$0 \leq z_{2h} \leq M \cdot x_{2,i,h} \quad (\text{A.49})$$

$$0 \leq z_{3h} \leq M \cdot x_{3,i,h} \quad (\text{A.50})$$

O modo de funcionamento das equações A.45 a A.50 é simples: caso o nível de geração de energia num despacho seja $g_{2,i,h}$, a variável binária $x_{2,i,h}$ será igual a 1. Isso implica que a partir da equação A.41, as variáveis binárias $x_{1,i,h}$ e $x_{3,i,h}$ são forçados a assumir o valor zero.

Se $x_{2,i,h} = 1$, as restrições A.45 e A.47 serão relaxadas. Como consequência das restrições A.48 e A.50 as variáveis z_{1h} e z_{3h} , serão forçadas valer zero.

Nesse caso, as restrições ativas (A.46 e A.49) irão obrigar a variável z_{2h} a assumir o valor do preço marginal do despacho (λ_h).

O processo para obtenção do preço da energia de reserva (equações A.51 a A.56) é realizado da mesma forma.

$$0 \leq \mu_h - k1_h \leq M(1 - w1_{i,h}) \quad (\text{A.51})$$

$$0 \leq \mu_h - k2_h \leq M(1 - w2_{i,h}) \quad (\text{A.52})$$

$$0 \leq \mu_h - k3_h \leq M(1 - w3_{i,h}) \quad (\text{A.53})$$

$$0 \leq k1_h \leq M \cdot w1_{i,h} \quad (\text{A.54})$$

$$0 \leq k2_h \leq M \cdot w2_{i,h} \quad (\text{A.55})$$

$$0 \leq k3_h \leq M \cdot w3_{i,h} \quad (\text{A.56})$$

Por fim, a equação 4.8 será substituída por sua equivalente linear:

$$\begin{aligned} & \sum_h z1_h \cdot g1_{i,h} + z2_h \cdot g2_{i,h} + z3_h \cdot g3_{i,h} \\ & + \sum_h k1_h \cdot r1_{i,h} + k2_h \cdot r2_{i,h} + k3_h \cdot r3_{i,h} \\ & - \sum_{h,s} C(g_{i,h}^s) - \sum_{h,s} C(r_{i,h}^s) - S_{i,h}^s \geq 0 \end{aligned} \quad (\text{A.57})$$

Referências

- ALVES, J.; MENEZES, M.; ZIMMERMANN, F. *Pesquisa Operacional*. Goiânia, 2006.
- BIRGE, J.; LOUVEAUX, F. *Introduction to stochastic programming*. Springer, 1997.
- BORENSTEIN, S. et al. *Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market* American Economic Review, vol. 92, no. 5, pp. 1376-1405, Dec. 2002.
- BOUFFARD, F.; GALIANA, F.; CONEJO, A. *A Market-clearing with stochastic security – part I: Formulation*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, November 2005, pp. 1818 – 1826,
- BOUFFARD, F.; GALIANA, F.; CONEJO, A. *A Market-clearing with stochastic security – part II: Case Studies*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, November 2005, pp. 1827 – 1835,
- BROOKE, A. et al. *GAMS: A User's Guide*. Washington D.C.: GAMS Development Corporation, 1998.
- CAMARGO, I.; ALMEIDA, L. *A Contratação de Energia de Reserva no Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro: da Teoria à Prática*. Revista Brasileira de Energia, vol. 15, no. 2, pp. 7-31, 2009.
- CARVALHO, C.; CUERVO, P. *Payment Minimization in a Combined Energy Market through a Bilevel Linear Model*. Stockholm, Sweden: 17th Power Systems Computation Conference, 2011.
- CARVALHO, C. *Minimização de Pagamentos em Mercado Combinado de Energia, Reserva e Contratos Bilaterais por Meio de Modelo Linear em Dois Níveis*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, 2011
- CRAMTON, P. *Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets* Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences, Big Island, Hawaii, January 2004.
- DALMAZ, A.; PASSOS, J. C.; COLLE, S. *A Contratação de Energia de Reserva no Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro: da Teoria à Prática*. Revista ABCM - Engenharia, vol. XIII, no. 1, 2008.
- DUPÁCOVA, J.; GRÖWE-KUSKA, J; RÖMISCH, W. *Scenario reduction in stochastic programming*. Math. Prog., vol. 95, no. 3, pp. 493-511, March 2003.
- FELIX, T. A.; CUERVO, P. *A Combined Market of Energy and Reserve Operating with Payment Minimization and Uncertain Generation Availability*. IEEE PES T&D LA - Renewable Energies in a Developing Continent, Montevideo, Uruguay, 2012.

- FELIX, T. A.; CUERVO, P. *Payment Minimization in a Combined Market of Energy and Reserve Considering Uncertain Generation Availability*. 31st USAEE/IAEE North American Conference - Transitions to a Sustainable Energy Era , Austin, TX, 2012.
- FELIX, T. A.; CUERVO, P. *A Multi-Objective Price-based Model in a Combined Market of Energy with Uncertain Capacity Availability* - Aceito e aguardando publicação. IEEE PES PowerTech - Towards carbon free society through smarter grids, Grenoble, France, 2013.
- FELIX, T. A.; CUERVO, P. *A combined Price-Based Energy Market Model with Uncertain Capacity Availability and Economic Multi-Objectives* - Aceito e aguardando publicação. IEEE PES EEM13 - 10th International Conference on the European Energy Market, Stockholm, Sweden, 2013.
- FGV Projetos *Energia Elétrica e Inovações Energéticas*. Revista Brasileira de Energia, No. 1, ano 1, Julho, 2011.
- GANIN, A. *Setor Elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. Brasília: Editora Synergia, 2009.
- HILLIER, F.; LIEBERMAN, G. *Introduction to Operations Research*. McGraw Hill - 6th Edition, New York, 1997.
- KAHN, A. et al. *Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing?* Blue Ribbon Panel Report, January 23, 2001.
- KELMAN, J. (coordenador) *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*. Relatório Técnico. Ministério de Minas e Energia, 2002.
- KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons, New York, 2004.
- MANKIW, N. G. *Principles of Economics* South-Western College Pub, 2003.
- PAPAVASILIOU, A. et al. *Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, November 2011, pp. 2197 - 2206
- PINEDA, S.; CONEJO, A. *Scenario reduction for risk-averse electricity trading*. IET Gener. Transm. Distrib., 2010, Vol. 4, Iss. 6, pp. 694-705.
- RUIZ, P. et al. *Uncertainty Management in the Unit Commitment Problem*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, May 2009, p. 642 - 651
- SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN H; LI, Z. *Market Operations in Electric power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. John Wiley & Sons, New York, 2002.
- SHIINA, T.; BIRGE, J. R. *Stochastic unit commitment problem* Int. Trans. Oper. Res., vol. 11, no. 1, pp. 19-32, January 2004.
- SILVA, F. S. *Modelo de Formação de Preços para Serviços Ancilares de Reserva*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, 2005.

VELASCO, C. J. *Metodologia para o Cálculo do Valor do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas*. Tese de Doutorado Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.

WOLFRAM, C. D. *Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales* Rand Journal of Economics, Vol. 29, pp. 703-725, 1998.

WU, A. E. et al. *Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow* IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, February 2004, pp. 339 – 347.

YAN, P. et al. *Payment versus Bid Cost: Minimization in ISO Markets* IEEE Power & Energy Magazine, pp. 24-36, March/April 2008.

ZHAO, F. et al. *Bid Cost Minimization Versus Payment Cost Minimization: A Game Theoretic Study of Electricity Auctions* IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1, February 2010, pp. 181 – 194.