



Francisco Ralston Fonseca

**ESTRATÉGIAS DE SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA
FÍSICA DE PCHS EM PORTFOLIOS PCH E BIOMASSA**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Álvaro Veiga
Co-orientador: Sergio Granville

Rio de Janeiro
Dezembro de 2009



Francisco Ralston Fonseca

**Estratégias de Sazonalização da Garantia
Física de PCHs em Portfólios PCH e Biomassa**

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

Prof. Álvaro de Lima Veiga Filho

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Sergio Granville

Co-orientador

PSR Consultoria Ltda

Prof. Alexandre Street de Aguiar

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Luiz Augusto Barroso

PSR Consultoria Ltda

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico

Rio de Janeiro, 10 de Dezembro de 2009

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

Francisco Ralston Fonseca

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase nas áreas de Sistemas de Apoio à Decisão e Telecomunicações na PUC-RJ em 2004.

Ficha Catalográfica

Fonseca, Francisco Ralston

Estratégias de Sazonalização da Garantia Física de PCHs em Portfólios PCH e Biomassa / Francisco Ralston Fonseca ; orientador: Álvaro Veiga ; co-orientador: Sergio Granville. – Rio de Janeiro : PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, 2009.

105 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Sazonalização da Garantia Física. 3. Comercialização de Energia Elétrica. 4. Conditional Value at Risk (CVaR). 5. Otimização Estocástica. 6. Energia Renovável. I. Veiga, Alvaro. II. Granville, Sergio. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica Letras. IV. Título.

CDD: 621.3

À minha família

Agradecimentos

Agradeço a Bianca Tarrise da Fontoura, minha amada companheira, pelo amor, carinho e paciência.

À minha família. Ao meu pai Odemiro Artur Fonseca, minha mãe Denise Ralston Fonseca e meus irmãos (Isabel e Diogo), além de todos os demais, pelo carinho, amor e apoio nesta jornada.

Ao orientador Mario Veiga Ferraz Pereira, pela idéia original que resultou neste trabalho, por todas as oportunidades concedidas, pelo inestimável aconselhamento e pela formação acadêmica durante este período.

Ao orientador Sergio Granville, pela excelente orientação, pelos ensinamentos acadêmicos e pela amizade.

Ao orientador Álvaro Veiga Filho, pela motivação, ensinamentos e oportunidades concedidas durante toda minha vida acadêmica.

Ao grande amigo Bernardo Vieira Bezerra, um especial agradecimento por sua amizade e apoio pessoal desde o início da graduação e também durante este trabalho.

Ao grande amigo Luiz Augusto Barroso agradeço pela orientação, pela amizade e pelos incentivos acadêmicos e profissionais.

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

A todos os amigos da PSR Consultoria.

Resumo

Fonseca, Francisco Ralston; Veiga, Alvaro. **Estratégias de Sazonalização da Garantia Física de PCHs em Portfólios PCH e Biomassa**. Rio de Janeiro, 2009. 105p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A busca por uma matriz limpa de geração de energia vem incentivando a expansão de fontes alternativas de geração de energia ao redor do mundo. No Brasil, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) e Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar (Biomassa) vêm se mostrando alternativas atraentes nos últimos anos. No entanto, ambas as tecnologias são caracterizadas por perfis de geração sazonais (mas complementares). Este fato gera riscos que por muitas vezes inviabilizam a comercialização de maneira individual da energia produzida por essas usinas. As PCHs, em particular, têm uma opção de mitigação de parte desse risco participando do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE traz às PCHs a flexibilidade de sazonalizar sua Garantia Física ao longo do ano, o que se mostra uma ferramenta adicional para mitigar o risco da sazonalidade da geração hidráulica no Brasil. Neste trabalho, será estudado como a combinação de PCHs e Biomassas em um mesmo portfólio pode trazer ganhos sinérgicos para os Geradores. Em particular, será estudado como essa combinação altera a estratégia de sazonalização da Garantia Física da PCH participante do MRE e como essa sazonalização diferenciada resulta em benefícios para os geradores. Para isto, será proposto um modelo de otimização estocástica utilizado para simular o processo decisório de como sazonalizar a Garantia Física de PCHs combinadas com Biomassas em uma proporção fixa ou no contexto de otimização de portfólios compostos por estes dois tipos de usinas. Serão apresentados estudos de caso mostrando diferentes estratégias de comercialização de energia por parte destes Geradores e como a decisão de sazonalização da Garantia Física da PCH se comporta em cada um desses casos.

Palavras-chave

Engenharia Elétrica; Sazonalização da Garantia Física; Comercialização de Energia Elétrica; Conditional Value at Risk (CVaR); Otimização Estocástica; Energia Renovável.

Abstract

Fonseca, Francisco Ralston; Veiga, Alvaro (Advisor). **Firm Energy Monthly Allocation of SHPs in SHP and Biomass Portfolios**. Rio de Janeiro, 2009. 105p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The search for clean energy development has motivated the expansion of renewable sources of generation around the world. In Brazil, Small Hydro Plants (SHP) and Cogeneration from Sugarcane waste (Biomass) have proven themselves to be attractive alternatives during the last years. Nevertheless, both technologies have seasonal (yet complementary) availability. This fact results in financial risks that can make the commercialization of these plants energy individually too risky. SHPs have the option of mitigating their risk by joining the Energy Reallocation Mechanism (ERM). The ERM, additionally, gives the SHPs the flexibility of allocate its firm energy in different manners along the year, which can be a valuable tool in mitigating the risks due to the seasonal availability of these plants. In this work, the combination of SHPs and Biomass in a single portfolio will be studied as a tool to mitigate the risks each plant faces individually. In particular, we will study the impact that this combination has over the decision process of SHPs on how to allocate their firm energy and how this different allocation can prove to be beneficial to both generators. In order to do so, a stochastic optimization model will be proposed to simulate the decision process of the SHPs on how to allocate its firm energy when combined in a portfolio with a Biomass in a fixed proportion or in the context of portfolio optimization. Case studies will be presented showing different strategies of commercialization by these generators and how the firm energy allocation decision by the SHP changes in each case.

Keywords

Electrical Engineering; Firm Energy Monthly Allocation; Electrical Energy Commercialization; Conditional Value at Risk (CVaR); Stochastic Optimization; Renewable Energy.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	PCHs	16
1.2	USINAS A BIOMASSA DE CANA DE AÇÚCAR	16
1.3	PORTFÓLIO PCH E BIOMASSA	17
1.4	OBJETIVO	17
1.5	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	18
2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.1	ASPECTOS FÍSICOS	19
2.2	REGULAMENTAÇÃO	22
2.2.1	AS DUAS REGRAS BÁSICAS PARA A SEGURANÇA DE SUPRIMENTO	22
2.2.2	OS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO – ACR E ACL	23
2.2.3	MERCADO DE CURTO PRAZO	26
2.2.4	PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DO CCEE	27
2.2.5	O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)	30
2.2.6	A SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA DAS USINAS NO MRE	32
3	RISCOS DE CONTRATAÇÃO DE PCHS E USINAS BIOMASSA	35
3.1	A VOLATILIDADE DO PREÇO DE CURTO PRAZO	35
3.2	POSSIBILIDADES DE CONTRATAÇÃO PARA AS PCHS E USINAS A BIOMASSA	38
3.3	O RISCO DE QUANTIDADE NO ACL	40
3.3.1	PCHs	40
3.3.2	USINAS BIOMASSA	44
4	UM MODELO DE SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA DE PCHS EM PORTFOLIOS PCH+BIOMASSA	48
4.1	SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS DE PLD E GERAÇÃO HIDRÁULICA	48
4.2	MODELAGEM DAS USINAS	50

4.2.1	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs)	50
4.2.2	USINAS À BIOMASSA DE CANA DE AÇÚCAR	53
4.3	A MODELAGEM DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA DAS USINAS	54
4.4	A MODELAGEM DAS RESTRIÇÕES	55
4.4.1	PRIMEIRA RESTRIÇÃO: GARANTIA FÍSICA ANUAL	55
4.4.2	SEGUNDA RESTRIÇÃO: LIMITE SUPERIOR DE SAZONALIZAÇÃO MENSAL	56
4.4.3	TERCEIRA RESTRIÇÃO: RISCO FINANCEIRO (CVAR)	56
4.5	A FUNÇÃO OBJETIVO	59
5	ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS	61
5.1	CASO DO PROPRIETÁRIO DE UMA PCH	61
5.2	CASO DO PROPRIETÁRIO DE UMA USINA BIOMASSA	66
5.3	CASO DA COMERCIALIZADORA	74
6	CONCLUSÃO	82
7	REFERÊNCIAS	86
8	ANEXO A – DESPACHO HIDROTÉRMICO E O PREÇO SPOT	89
8.1	SISTEMAS PURAMENTE TÉRMICOS	89
8.1.1	DESPACHO ECONÔMICO	89
8.1.2	SOLUÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO	90
8.1.3	PREÇO SPOT	90
8.1.4	VENDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO E RENDA LÍQUIDA	90
8.1.5	EXEMPLO	91
8.2	SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	91
8.2.1	CUSTOS DE OPORTUNIDADE	92
8.2.2	ÁRVORE DE DECISÕES	92
8.2.3	CUSTOS OPERACIONAIS IMEDIATOS E FUTUROS	93
8.2.4	VALOR DA ÁGUA	94
8.2.5	FORMULAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA UMA ETAPA	95
8.2.6	SOLUÇÃO DO PROBLEMA E CUSTOS MARGINAIS	97
8.2.7	EXEMPLO	97

8.3	CÁLCULO DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO	99
9	ANEXO B – FORMULAÇÃO DO $CVAR_A$ ATRAVÉS DE RESTRIÇÕES LINEARES	102

Lista de Figuras

Figura 2-1 Sistemas Isolados no Brasil	19
Figura 2-2- Composição da matriz de energia elétrica	20
Figura 2-3 - Sistema de Transmissão, horizonte 2007-2009	21
Figura 2-4 - Evolução do Consumo no ACR e ACL	25
Figura 2-5– Cadeia de Modelos	28
Figura 2-6 – Sazonalização da GF das Usinas no MRE em 2009	33
Figura 3-1 - Preço spot de energia na região Sudeste do sistema brasileiro	36
Figura 3-2– Preço spot semanal	37
Figura 3-3– Distribuição de probabilidade acumulada do PLD	38
Figura 3-4 – Geração histórica estimada de PCH de 30 MW	41
Figura 3-5 – Comparação entre a Geração Física e créditos no MRE	42
Figura 3-6 – Distribuição da Receita Líquida de uma PCH no MRE	44
Figura 3-7 – Geração de Energia de uma Usina Biomassa típica com 30 MW	45
Figura 3-8 - Distribuição da Receita Líquida de uma Biomassa	47
Figura 4-1 – PLD resultante da simulação hidrotérmica	49
Figura 4-2 - GSF resultante da simulação hidrotérmica	53
Figura 4-3 – Perfil de Geração de Energia da Usina Biomassa	54
Figura 4-4 - Comparação de duas distribuições com diferentes curtoses.	57
Figura 4-5 - Comparação do CVaR das duas distribuições anteriores	58
Figura 5-1 – Sazonalização da GF da PCH	63
Figura 5-2 – Distribuição da Receita Líquida da PCH	63
Figura 5-3 - Sazonalização da GF da PCH	65
Figura 5-4 - Distribuição da Receita Líquida do portfólio PCH + Biomassa	66
Figura 5-5 - Distribuição da Receita Líquida do gerador Biomassa	68
Figura 5-6 - Sazonalização da GF da PCH	73
Figura 5-7 – Distribuição da Receita Líquida do portfolio PCH + Biomassa	73
Figura 5-8 – Sazonalização da GF da PCH	78
Figura 5-9 - Distribuição da Receita Líquida do portfolio PCH + Biomassa	79
Figura 5-10 – Sazonalização da GF da PCH	80
Figura 5-11 - Distribuição da Receita Líquida do portfolio PCH + Biomassa	80
Figura 8-1 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos	93
Figura 8-2 – Custos Imediatos e Futuros contra Armazenamento Final	93

Figura 8-3 – Cálculo da FCF	94
Figura 8-4 – Programação Hidrelétrica Ótima.	95
Figura 8-5 – Balanço hídrico do reservatório	96
Figura 8-6 – Função de Custo Futuro.	97
Figura 8-7 – Definição dos Estados do Sistema.	99
Figura 8-8 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio	99
Figura 8-9 – Cálculo do primeiro segmento da FCF	100
Figura 8-10 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1	100
Figura 8-11 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.	101

Lista de Tabela

Tabela 5-1 – Dados do Problema - Estudo de Caso 1	66
Tabela 5-2 – Resultados Estudo de Caso 2	74
Tabela 5-3 – Dados do Problema - Estudo de Caso 2	74
Tabela 5-4 – Portfólio Biomassa + PCH (Sazonalização da GF uniforme)	78
Tabela 5-5 – Portfólio Biomassa + PCH (Sazonalização da GF otimizada)	79
Tabela 5-6 – Dados do Problema - Estudo de Caso 3	80
Tabela 8-1 – Características das Termelétricas	91
Tabela 8-2 – Características da Hidrelétrica	97
Tabela 8-3 – Despacho Ótimo – Sistema Hidrotérmico.	98

Siglas Utilizadas

ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO:	Custo Marginal de Operação
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
CVaR:	Valor no Risco Condicionado (<i>Conditional Value at Risk</i>)
GF:	Garantia Física
GSF:	Fator de Ajuste da Garantia Física (<i>Generation Scaling Factor</i>)
MME:	Ministério de Minas e Energia
MRE:	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS:	Operador Nacional do Sistema
PCH:	Pequena Central Hidroelétrica
PLD:	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO:	Plano Mensal de Operação
SEB:	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN:	Sistema Interligado Nacional
VaR:	Valor em Risco (<i>Value at Risk</i>)

1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação mundial com as conseqüências nocivas do efeito estufa vem levando as sociedades ao redor do mundo a buscar maneiras de diminuir as emissões dos gases causadores deste fenômeno.

A geração de energia elétrica tem sido um dos principais alvos dessa busca. Neste contexto, fontes de energia renovável vêm se consolidando como uma opção para muitos países de maneira a viabilizar o desenvolvimento de uma matriz de energia limpa [1].

No caso do setor de geração de energia elétrica brasileiro, a forte presença da geração hidroelétrica em sua matriz tem aliviado a pressão pelo desenvolvimento de fontes de energia renovável. Mesmo assim, o governo tem buscado incentivar esse desenvolvimento, principalmente devido ao natural potencial brasileiro para a expansão de dois tipos de fontes de energia alternativa que já vem se mostrando atraentes nos últimos anos: as Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e as Usinas de Cogeração utilizando o bagaço da Cana de Açúcar (cogeração com Biomassa de Cana de Açúcar).

Esse incentivo nacional materializou-se na lei Nº 9.427 de dezembro de 1996, Art. 26 (regulamentada em 2006). Nesta, é estabelecido que os consumidores participantes do Ambiente de Comercialização Livre (ACL) que comprarem energia proveniente de fontes alternativas (eólica, biomassa ou PCH) terão um desconto superior a 50% em suas tarifas de distribuição, desde que a potência de cada usina contratada seja inferior a 30MW.

Essa lei criou oportunidades para esses geradores, que poderiam, dessa maneira, negociar sua energia com estes consumidores livres em condições mais vantajosas. No entanto, a natureza sazonal do perfil de geração dessas usinas cria obstáculos comerciais para um maior desenvolvimento destas duas opções de geração limpa na matriz brasileira.

1.1 PCHs

A pequena capacidade de armazenamento de água das PCHs deixa essas usinas a mercê das vazões fluviais dos rios nos quais elas estão localizadas. Essas vazões, por vezes extremamente voláteis, muitas vezes dificultam a venda de energia para consumidores livres através de contratos de fornecimento de energia firme no ACL. Isto porque este compromisso pode resultar em exposições extremamente negativas no volátil mercado de curto prazo para o gerador caso este tenha uma produção de energia menor que seu compromisso de entrega ao consumidor, fato comum no período seco do ano.

Uma opção para as PCHs é a participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo funciona como um condomínio de geradores hidráulicos, de maneira que todos os geradores participantes compartilham os riscos da geração hidráulica total do sistema, partindo do pressuposto que o risco de geração do conjunto de geradores é menor que o risco de geração de um gerador individual. Além disso, o MRE dá ao gerador a flexibilidade de sazonalizar sua garantia física, i.e., o gerador pode escolher como melhor alocar sua garantia física ao longo do ano. Essa flexibilidade pode se mostrar uma ferramenta adicional na mitigação do risco de geração.

O estudo de perfis otimizados de sazonalização da garantia física de geradores hidráulicos participantes do MRE já foi objeto de trabalhos anteriores como [2] e [3].

1.2 Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar

A Usina de Biomassa de Cana de Açúcar, por sua vez, tem sua produção de energia limitada ao período de safra desta matéria prima, que na região Sudeste vai do mês de Maio ao mês de Novembro (aproximadamente). Este perfil também acaba por dificultar a venda de energia para os consumidores livres, já que nos meses fora de safra, como a geração de energia da usina é nula, ela teria que comprar energia no mercado de curto prazo para poder honrar seu compromisso com os consumidores livres.

Assim, ambas as tecnologias, quando negociando sua energia individualmente, têm encontrado dificuldade para expandir seus negócios de

maneira mais satisfatória. A precificação por parte dos geradores destas incertezas associadas à sazonalidade de seus perfis de geração acaba por tornar essas usinas menos competitivas que outras fontes de energia não-renovável, mesmo com o incentivo do desconto da lei N° 9.427/96.

1.3 Portfólio PCH e Biomassa

No entanto, uma característica dessas usinas é a complementaridade da sua geração. Como a safra de cana de açúcar na região Sudeste ocorre exatamente durante o período seco do ano (por motivos operacionais), essas usinas geram energia exatamente durante o período em que as PCHs têm maior risco de subgeração (devido à menor quantidade de chuvas). E no período fora de safra de cana de açúcar (que corresponde ao período úmido), enquanto as Usinas de Biomassa estão desligadas, as PCHs têm um sobreprodução de energia.

Dessa maneira, a combinação destas usinas em um único portfólio tem a capacidade de mitigar os riscos de exposição ao mercado de curto prazo detalhados acima, potencializando as oportunidades comerciais dessas usinas no mercado brasileiro, como já estudado em [4].

1.4 Objetivo

Assim, o objetivo desta dissertação é discutir como essa sinergia natural existente entre PCHs e Biomassas pode ser utilizada por geradores e comercializadoras para melhorar o perfil de risco de suas empresas, através de estratégias alternativas de comercialização de energia, que serão apresentadas neste trabalho.

Em particular, será estudado como a combinação destas usinas pode influenciar e alterar o resultado de um importante processo decisório das PCHs participantes do MRE: a sazonalização da Garantia Física. E como essa sazonalização diferenciada da PCH em portfólios combinados com Usinas Biomassa pode ser utilizada para potencializar seus benefícios sinérgicos.

A viabilidade comercial de fontes renováveis de energia é um assunto de grande relevância na atualidade e uma grande quantidade de trabalhos nesta área foi recentemente desenvolvida. Devido a sua grande difusão, grande parte deste

trabalho está relacionada à energia eólica e a sua combinação com outras fontes de geração de maneira a mitigar os riscos comerciais desta fonte. Por exemplo, [5] e [6] estudaram os benefícios de um portfólio neutro ao risco composto por Usinas Eólicas e Usinas Hidrelétricas utilizando bombas que levem água ao reservatório desta última. Em [7] foi estudado como a combinação de Usinas Eólicas com Usinas Hidrelétricas (novamente, utilizando bombas que levem água ao reservatório destas últimas) resulta em uma proteção contra a incerteza na geração física destas usinas que pode ser comparada a proteção financeira gerada por opções de compra e venda através de um enfoque de opções reais.

1.5 Organização da Dissertação

O restante deste trabalho é organizado da seguinte maneira:

O capítulo 2 deste trabalho irá apresentar alguns aspectos e conceitos regulatório do Sistema Elétrico Brasileiro. Serão detalhadas algumas características específicas deste sistema que serão pertinentes neste trabalho e serão apresentados brevemente os riscos e oportunidades para geradores e comercializadoras de energia resultantes destas características regulatórias.

O capítulo 3 irá detalhar mais profundamente os riscos que PCHs e Usinas a Biomassa estão sujeitas ao vender sua energia através de contratos no ACL.

Em seguida, o capítulo 4 deste trabalho irá apresentar um modelo de otimização da Sazonalização da Garantia Física de PCHs participantes de portfólios com usinas Biomassa. Este modelo foi utilizado para estudar o processo decisório das PCHs tanto de maneira isolada quanto de forma combinada com Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar.

O capítulo 5 irá, então, aplicar este modelo em três estudos de caso diferentes, para mostrar como a combinação de PCHs e Usinas a Biomassa pode não só melhorar o resultado financeiro dessas usinas, como também mudar o processo decisório das PCHs no momento de sazonalizar sua Garantia Física.

O capítulo 6 apresentará as conclusões finais deste trabalho e sugestões para pesquisas posteriores.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo irá apresentar alguns aspectos regulatórios do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) pertinentes para o assunto deste trabalho. Estes aspectos serão detalhados de maneira a explicitar os riscos e oportunidades resultantes destas regras e que foram a motivação deste estudo.

2.1 Aspectos Físicos

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) pode ser dividido em dois subsistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Sistema Isolado.

O Sistema Isolado refere-se a alguns estados da região Norte - Amapá, Roraima, Rondônia, Acre, Para e Amazônia – que não estão interligados ao resto do sistema. O Sistema Isolado compreende 45% do território nacional, porém representa somente 2% da demanda total do país. Este sistema não será objeto de estudo nesta dissertação devido às diferenças entre as regras de despacho, comerciais e de regulação do Sistema Interligado em relação aos sistemas isolados.

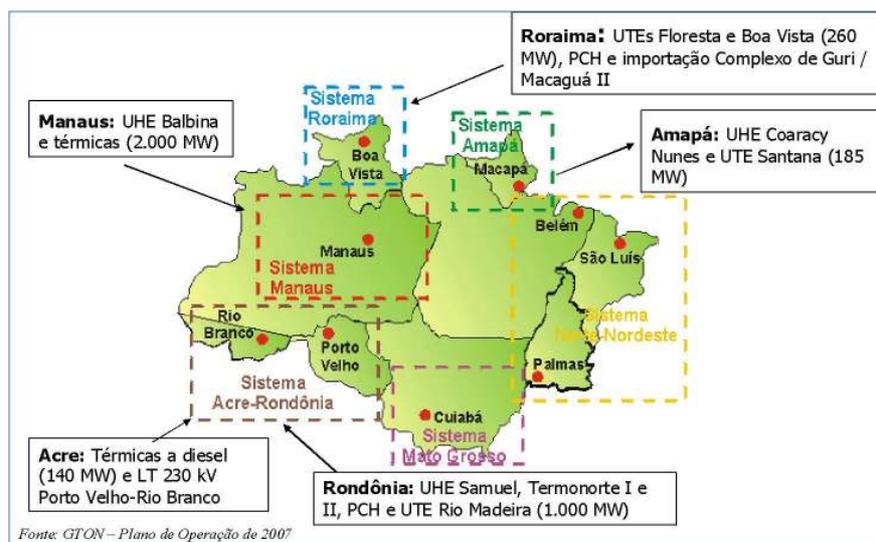


Figura 2-1 Sistemas Isolados no Brasil

O Sistema Interligado Nacional atende 98% do consumo de energia do país. Em 31 de dezembro de 2007 a capacidade instalada do SIN era de 104.703 MW.

A participação hidroelétrica era de 79,1%, com mais de uma centena de usinas hidroelétricas com potência instalada superior a 30 MW, localizadas em 12 bacias hidrográficas principais e mais de duzentas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

A geração termoelétrica a partir de combustíveis fósseis representa outros 14,8% de capacidade instalada, operando de forma complementar ao sistema hidroelétrico, tendo como combustíveis carvão, gás natural, óleo diesel e óleo combustível.

As fontes de energia alternativa representam aproximadamente 4,2% da capacidade instalada no SIN com fontes eólicas e de biomassa.

Por último, as usinas nucleares (Angra I e II) representam 2% da capacidade do parque gerador instalado no SIN.

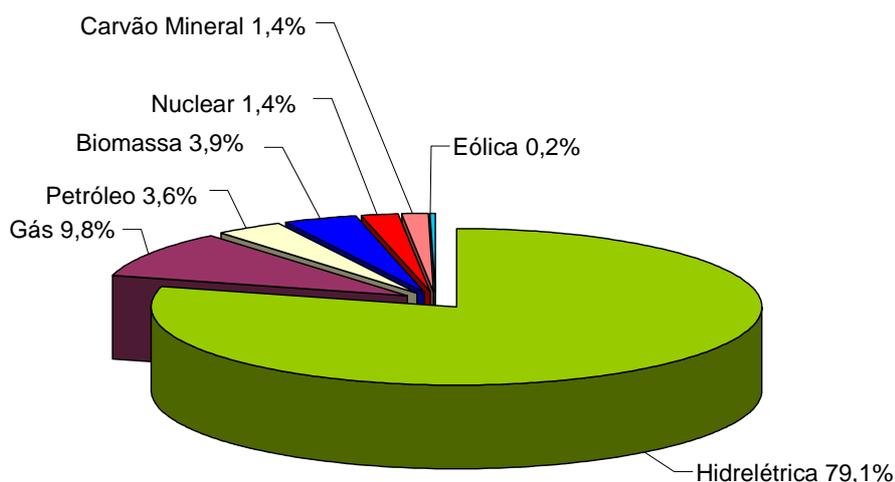


Figura 2-2- Composição da matriz de energia elétrica

A área suprida pelo SIN é interconectada por aproximadamente 87.445 km de linhas de transmissão de alta tensão, a chamada Rede Básica, que possui circuitos com tensão variando de 230 kV a 765 kV em corrente alternada. Adicionalmente, o país possui dois links em corrente contínua (CC) de ± 600 kV conectando a usina hidroelétrica de Itaipu, localizada no oeste do Paraná, à subestação Ibiúna na Grande São Paulo. A entrada de agentes privados na expansão do sistema de transmissão tem ocorrido de maneira acelerada, de forma

que, atualmente, a participação privada na receita anual da transmissão é de 40% . Além da usina binacional Itaipu, a principal interconexão internacional do SIN ocorre através da conversora *back-to-back* de Garabi, que interconecta os sistemas do Brasil e Argentina podendo transmitir até 2.200 MW.

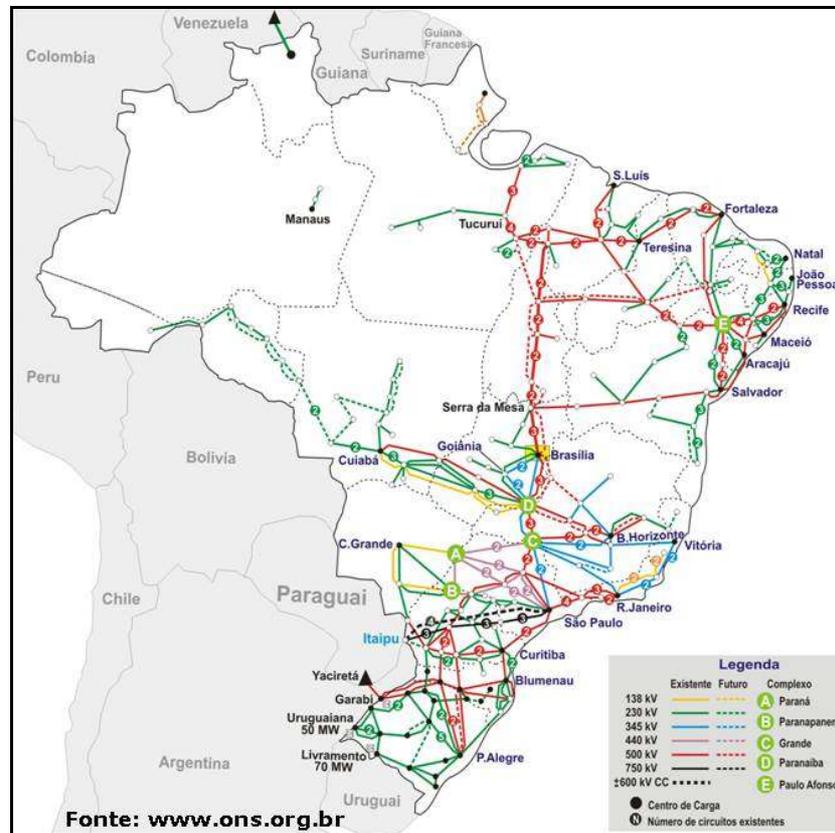


Figura 2-3 - Sistema de Transmissão, horizonte 2007-2009

Devido às restrições de transmissão entre as diferentes regiões do SIN, este é sub-dividido em quatro “sub-mercados”: Sul (englobando a região Sul do país), Sudeste (englobando as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país), Nordeste (englobando a região Nordeste do país) e Norte (que inclui o Maranhão, Tocantins e parte do Pará). Estes sub-mercados são levados em consideração no cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) e na formação do preço spot, conforme será detalhado mais à frente.

2.2 Regulamentação

A regulamentação criada no “novo modelo setorial” do SEB tem como objetivos principais: assegurar a expansão da oferta, garantir tarifas módicas ao consumidor final e garantir um marco regulatório estável.

Nesta seção serão detalhados alguns aspectos da regulamentação do SEB.

2.2.1 As duas regras básicas para a segurança de suprimento

A segurança de suprimento é garantida no SEB através de duas regras básicas:

- Regra Básica #1 estabelece que todo consumo de energia no sistema deve estar 100% coberto por contratos de energia.

Isto significa que deve existir um contrato de suprimento de energia para cada MWh consumido no sistema. Esta obrigação é aplicável a distribuidoras e consumidores livres. Cada contrato deve ser registrado na CCEE, sendo que a auto-produção é equivalente a um contrato de suprimento para efeito da Regra Básica #1.

A verificação da cobertura contratual para as distribuidoras é realizada anualmente: o consumo acumulado em MWh nos 12 meses do ano civil precedente deve ser menor ou igual ao montante contratado acumulado em MWh neste mesmo período. Para os consumidores livres a verificação é mensal, por uma janela móvel de 12 meses.

- Regra Básica #2 estabelece que, embora os contratos bilaterais sejam instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

Para verificar esta regra, o MME atribui a cada usina no SEB um montante de energia (medido em MWh/ano) correspondendo à sua capacidade de produção sustentável. Este valor - conhecido como energia assegurada para as usinas hidroelétricas e garantia física para as usinas não-hidroelétricas - é parte do contrato de concessão de usinas hidroelétricas e da autorização concedida a outros empreendimentos (que não hidroelétricas). Todos os equipamentos de geração

(hidrelétricas, termelétricas, eólicas, biomassa etc.) têm um certificado de Energia Assegurada / Garantia Física.

A metodologia para o cálculo das garantias físicas (ou energias asseguradas) é bastante complexa, mas de forma geral, elas refletem a contribuição de energia de cada usina durante os períodos secos. Todos estes valores são certificados pelo governo e publicados pelo MME para cada gerador no sistema. Para as usinas hidroelétricas, por exemplo, eles correspondem à capacidade de produção contínua durante os anos secos. Para usinas térmicas eles são dados pela capacidade disponível (descontando as taxas médias de parada forçada e programada) e ajustadas por um fator “reductor” que depende simultaneamente do custo operativo variável e geração mínima.

Atualmente, os órgãos reguladores e agentes do setor elétrico vêm sinalizando a intenção de substituir a nomenclatura “Energia Assegurada” (no caso das hidroelétricas) por “Garantia Física” (para todas as usinas, inclusive as hidroelétricas) de maneira a simplificar a nomenclatura oficial, já que ambas têm, regulatoriamente, a mesma função (limitar o montante máximo passível de venda pelas usinas através de contratos). Dessa maneira, para efeitos desta dissertação, os termos energia assegurada, energia firme, lastro e garantia física serão considerados sinônimos, sendo este último o utilizado ao longo da dissertação.

2.2.2 Os Ambientes de Contratação – ACR e ACL

Dois ambientes de contratação foram definidos pelas novas regras, englobando todos os agentes do setor: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR é comercializada a energia pelas distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores cativos (ou regulados). Um dos aspectos que diferenciam o novo modelo institucional do anterior é o seu esquema de contratação para os consumidores cativos. Pelo esquema anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou produtores independentes de energia (PIE). Já no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos. Um aspecto importante desta medida é que as distribuidoras não são mais livres para assinar contratos de “self-dealing”, isto é, compra de energia de empresa do

mesmo grupo: agora elas podem fazê-lo somente através de leilões nos quais eles concorrem em igualdade de condições com os demais geradores, assinando contratos com todas as distribuidoras.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é onde ocorrem todas as transações e negociações de energia feitas diretamente entre geradores e os consumidores participantes (denominados Consumidores Livres). Neste ambiente os contratos bilaterais são livremente negociados entre as partes. Qualquer consumidor conectado ao sistema após a promulgação da Lei nº 9.074/95 e cuja demanda seja superior a 3 MW é potencialmente livre. Consumidores existentes antes da Lei são livres somente se seu consumo for superior a 3 MW e estiverem conectados a rede de transmissão de 69 kV ou superior.

O mercado livre de energia vem experimentando um crescimento vertiginoso nos últimos anos. A grande flexibilidade nas condições de negociação dos contratos bilaterais vem se mostrando um grande atrativo, o que tem resultado em grande número de consumidores cativos migrando para o mercado livre. Dados recentes indicam a existência de aproximadamente 700 consumidores livres e autoprodutores registrados na CCEE cuja carga corresponde a aproximadamente 28% do consumo total do SIN.

A Figura 2-4 apresenta a evolução da participação dos consumidores livres no consumo do Mercado de Fornecimento de Energia Elétrica, que corresponde ao consumo total medido no SIN subtraído do volume de energia autoproduzida e transportada pela rede. Os dados apresentados neste gráfico foram compilados a partir de dados originais contidos em 87[8]- [13].

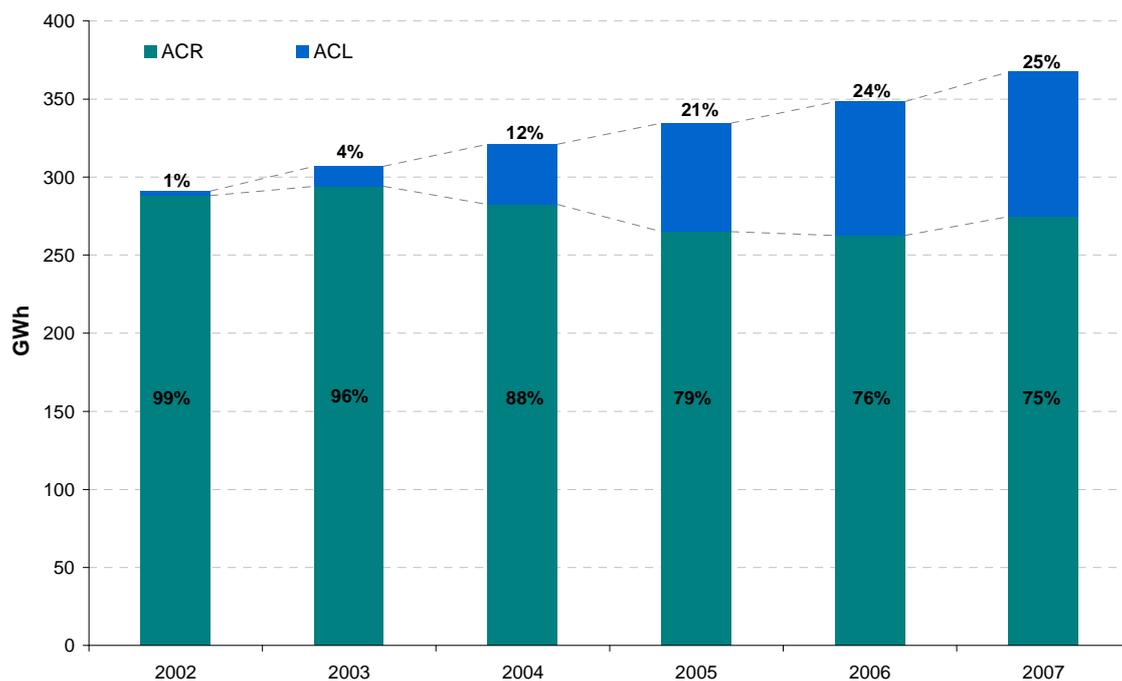


Figura 2-4 - Evolução do Consumo no ACR e ACL

Uma característica importante do ACL e que impulsionou este ambiente de comercialização foi a regulamentação em 2006 pela ANEEL da lei N° 9.427 de dezembro de 1996, Art. 26 que criou a figura do Consumidor Especial. Este passou a ser definido como um consumidor livre (ou um condomínio de consumidores livres) com carga igual ou superior a 500 kW. A estes Consumidores Especiais foi dado o direito de comprar energia de fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica e solar com Potência Instalada menor ou igual a 30 MW) com desconto de até 50% em suas tarifas de distribuição/transmissão. Os geradores de fontes alternativas que vendem energia a estes Consumidores Especiais são chamados de Geradores Incentivados e este tipo de energia é chamado de Energia Incentivada.

A criação das figuras dos Consumidores Especiais e dos Geradores Incentivados no ACL criou grandes oportunidades para geradores de energia a partir de fontes alternativas uma vez que o gerador pode aproveitar-se do desconto dado aos consumidores livres em suas tarifas de distribuição para cobrar um preço maior pela sua energia de maneira que o negócio ainda seja atraente para o consumidor.

No entanto, as características específicas de cada um desses geradores por vezes impedem que eles comercializem de maneira eficiente e rentável sua energia.

Geradores à Biomassa de cana de açúcar, por exemplo, possuem uma geração de energia sazonal (restrita aos meses de safra da cana). Dessa maneira, caso eles se comprometam a fornecer um contrato de energia para um consumidor especial no ACL, eles terão que arcar com a compra de energia nos meses fora de safra. Isto, como será visto na seção a seguir, pode mostrar-se inviável financeiramente caso o preço de curto prazo suba muito.

Já as PCHs, que são usinas a fio d'água (sem grandes reservatórios), sofrem com a imprevisibilidade das vazões nos rios nos quais elas se situam. Dessa maneira, assim como as Usinas a Biomassa, elas sofrem grande risco de precisarem comprar energia no mercado de curto prazo para complementar a insuficiência de sua produção.

O tema desta dissertação é exatamente a discussão sobre maneiras para que os geradores incentivados consigam diminuir seu risco financeiro. Essas maneiras incluem a combinação de PCHs e Usinas Biomassa em um mesmo portfólio de geração e a sazonalização da garantia física das PCHs.

Dessa maneira, para efeito do tema desta dissertação, será considerado apenas o ACL, já que somente neste ambiente os geradores e consumidores podem negociar diretamente entre si seus contratos bilaterais.

2.2.3 Mercado de curto prazo

A existência de dois ambientes de comercialização para contratação de energia no Brasil não elimina a necessidade de um local onde as diferenças entre energia fisicamente produzida/consumida e energia contratada sejam contabilizadas e liquidadas.

Este ambiente é conhecido como o “mercado de curto prazo”, que é administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A participação neste mercado é compulsória para geradores, distribuidoras, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres no SIN. As exceções são os geradores menores que 50 MW e distribuidoras que comercializam menos que 500 GWh/ano.

Apesar de ser chamado de “mercado de curto prazo”, este ambiente não funciona literalmente como um “mercado”. Os agentes compradores de energia não fazem lances de compra e nem os agentes vendedores de energia fazem lances de venda. Na prática, após cada período de contabilização – que atualmente é semanal – a CCEE mede a energia gerada (ou consumida) e a energia contratada por cada agente. As diferenças existentes são então liquidadas financeiramente utilizando o preço de mercado do CCEE - denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) - para valorar essa diferença de energia.

Por exemplo, seja o caso de um gerador que assinou um contrato com um consumidor para vender 10 MWh de energia em uma certa semana na qual o PLD foi igual a 50 R\$/MWh. No entanto, esse gerador só produziu efetivamente 8 MWh nesta semana. Assim, ele terá de cobrir esse déficit de 2 MWh “comprando” esse montante de energia na CCEE pagando o preço de 50 R\$/MWh (na prática, essa diferença será automaticamente liquidada pela CCEE que, por sua vez, fará uma cobrança ao gerador de R\$ 100).

Por sua vez, o PLD - apesar de ser conhecido como o “preço spot” do mercado elétrico - não é definido entre vendedores e compradores de energia através de lances de compra e venda de energia. Na prática, ele é uma das saídas de modelos computacionais (gerenciados pelo ONS), que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas. A seção a seguir irá explicar com mais detalhes o processo de formação do PLD e suas características como a alta volatilidade.

A exposição às liquidações financeiras no CCEE é uma grande componente de risco financeiro que deve ser levada em conta por geradores e consumidores em seu processo decisório. O controle desse risco financeiro no CCEE é parte central do tema desta dissertação.

2.2.4 Processo de Formação de Preços do CCEE

As usinas pertencentes ao Sistema Interligado Brasil operam no sistema de despacho centralizado. Isso significa que a decisão de quanta energia gerar em cada estágio não é tomada individualmente por cada gerador. Na prática, essa

decisão é tomada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que opera todas as usinas do SIN de maneira conjunta, como se todas fossem de sua propriedade. O ONS determina a produção horária (MWh) de cada usina do sistema tendo como objetivo minimizar o valor esperado do custo operativo do sistema ao longo dos próximos cinco anos, levando em consideração a estocasticidade das afluições nesse período.

Para realizar este trabalho o ONS utiliza as seguintes informações sobre a configuração atual do sistema:

- estado de armazenamento atual dos reservatórios;
- afluições observadas nos meses anteriores;
- cronograma de entrada e disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão durante os próximos cinco anos;
- custo operativo das usinas térmicas; e
- demanda prevista para os próximos cinco anos.

Esses dados servem então de entrada para uma cadeia de modelos computacionais de otimização estocástica multiestágio que considera uma representação detalhada das incertezas das afluições fluviais (ver [14] e [15]). Esses modelos vão da análise de longo prazo até o despacho horário, levando em consideração as restrições detalhadas da rede de transmissão.

A metodologia empregada nestes modelos é detalhada no Anexo A.

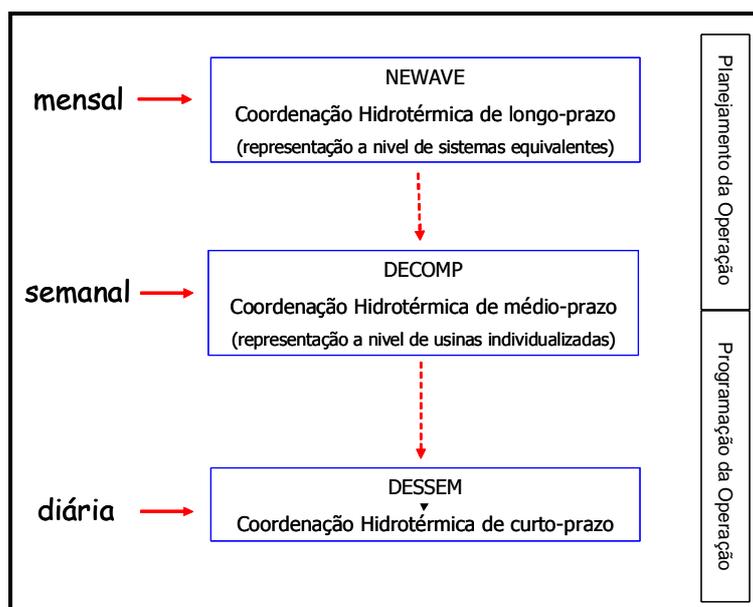


Figura 2-5– Cadeia de Modelos

Nesta cadeia, os modelos diferem entre si no que diz respeito ao horizonte de simulação e ao detalhamento da modelagem do sistema.

O modelo Newave é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo da operação (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de subseqüentes etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Adicionalmente, este modelo fornece os custos marginais de operação em base mensal, que são importantes indicadores dos preços do CCEE.

O modelo Decomp é um modelo de otimização para o horizonte de médio prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e através de vazões previstas (determinísticas). A aleatoriedade das vazões do restante do período é representada através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões). O parque gerador é representado individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). O objetivo do Decomp é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível (demanda, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas) e a função de custo futuro do Newave, que fornece o “link” com a operação de longo prazo. Os principais resultados do modelo Decomp são os despachos de geração de cada usina hidráulica e térmica e os Custos Marginais de Operação (CMO) de cada sistema (para cada semana e em cada patamar de carga), que refletem o custo incorrido de se atender 1 MWh adicional de consumo.

O modelo Dessem é um modelo de operação de curto prazo, incluindo modelagem detalhada da rede elétrica. Este modelo encontra-se em fase final de desenvolvimento e de pré-validação e, portanto, não é utilizado atualmente.

Para determinação do PLD, a CCEE utiliza o mesmo conjunto de modelos adotados pelo ONS para determinar a produção de cada usina. No entanto, existem algumas diferenças nos procedimentos adotados.

Para a formação de preços na CCEE, as disponibilidades e características dos geradores são as mesmas consideradas pelo ONS no despacho físico. Porém, a

CCEE utiliza uma representação simplificada da demanda e da rede de transmissão. A demanda é agregada em regiões, denominadas submercados, e as restrições de transmissão internas a cada submercado são ignoradas; somente são representados os limites de transmissão entre submercados. No sistema brasileiro há atualmente quatro submercados, instituídos pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998 (que regulamentou a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998), correspondendo aproximadamente às regiões Sul, Sudeste/Centro Oeste, Norte e Nordeste. Há, portanto, um PLD para cada submercado.

O PLD é, basicamente, o CMO resultante desta simulação feita para CCEE utilizando o modelo Decomp. No entanto, o cálculo do PLD considera, adicionalmente, valores-limite inferior e superior (respectivamente “piso” e “teto”) resultando em uma variabilidade consideravelmente menor à do CMO. O piso do PLD é atualizado anualmente com base no custo variável da usina de Itaipu Binacional. Por sua vez, o teto do PLD considera o menor valor da declaração de preço estrutural da térmica mais cara maior que 65 MW, determinado pelo Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO) do mês de janeiro do ano correspondente. O piso e o teto para o ano de 2009 são 16,31 R\$/MWh e 633,34 R\$/MWh, respectivamente.

Embora os preços semanais do CCEE sejam fornecidos pelo modelo Decomp, o modelo Newave é mais utilizado para estudos e projeções de preços de longo prazo. Seus custos marginais de operação mensais são as referências para os preços do CCEE.

No capítulo seguinte as características do PLD serão melhor explicadas, especialmente sua alta volatilidade.

2.2.5 O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Conforme explicado na seção anterior, as usinas participantes do SIN não têm controle sobre sua produção de energia. Esta, na prática, é decidida pelo ONS.

Essa falta de controle sobre sua produção de energia resulta em riscos financeiros para os geradores hidráulicos, já que estes muitas vezes possuem obrigações contratuais de fornecimento de energia com seus consumidores. Estes riscos serão melhor detalhados no capítulo seguinte.

Para aliviar alguns desses riscos, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE é um mecanismo compulsório que se baseia no fato de que, apesar da geração individual de cada hidroelétrica ser bastante variável, a produção hidráulica total do SIN é muito mais estável.

O MRE funciona da seguinte maneira:

(a) dado a garantia física (GF) de todas as usinas, um fator de participação é calculado para cada usina, como a razão entre a GF da usina e o somatório das GFs de todas as usinas (sendo assim, a soma dos fatores de produção é igual a 1).

(b) a cada hora, a hidroelétrica recebe um crédito de energia (MWh) que é dado pelo seu fator de participação na produção total do sistema neste hora. Em outras palavras, se o fator de produção de uma usina é 3%, ela é responsável por 3% da produção hídrica total, independentemente de sua efetiva produção física naquela hora. Este crédito de energia é então utilizado na liquidação da CCEE, ao invés da produção física da usina.

(c) como estes fatores de participação somam 1, o montante de créditos de energia é igual à produção total hídrica. Em outras palavras, o MRE é um acordo interno entre usinas hidroelétricas onde aqueles que produzem mais do que as suas "participações" – dado pela GF – transferem os direitos de uma parte da sua energia para aqueles que produzem menos.

Em outras palavras, o MRE “realoca” a produção física total das usinas entre os participantes na proporção dos seus certificados de energia. O total de energia fisicamente produzido continua a ser o mesmo, mas as “produções” individuais mudam. A liquidação do CCEE é então efetuada conforme descrito anteriormente, apenas usando as produções “realocadas” (denominadas “crédito de energia”), ao invés da “física”. Dado que uma percentagem da produção hidroelétrica total do sistema é muito menos volátil do que a produção individual, o MRE é capaz de diversificar parte do risco hidrológico. Entretanto, este mecanismo não protege as hidroelétricas contra os riscos “sistêmicos” (por exemplo, uma seca em todo o sistema afeta todos os membros do MRE).

Em resumo, o MRE é um esquema de compartilhamento de riscos e benefícios entre as todas as usinas hidroelétricas e PCHs do SIN. Entretanto, este mecanismo não protege as usinas contra os riscos “sistêmicos”, ou seja, caso a produção total das usinas seja menor que a soma de suas GFs, todas as usinas

terão crédito de energia menor que suas GFs. Sendo assim o montante contratado por uma hidrelétrica ou por uma PCH deve ser cuidadosamente “calibrado”: se houver sub-contratação, a usina estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preços spot reduzidos; se houver sobre-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço spot elevado.

2.2.6 A sazonalização da Garantia Física das usinas no MRE

Conforme visto na seção anterior, a energia alocada em cada período às usinas participantes do MRE - ao invés de ser a energia efetivamente produzida por cada usina no período - é, na prática, uma fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema neste período. Essa fração é igual à Garantia Física da usina dividida pela Garantia Física total do sistema.

Uma flexibilidade que o MRE proporciona às usinas é a possibilidade da usina sazonalizar sua Garantia Física em cada mês. Em outras palavras, cada usina pode distribuir sua Garantia Física anual da maneira que escolher ao longo do ano (respeitando alguns limites que serão detalhados mais a frente).

Desta maneira a usina pode escolher receber uma menor fração da energia hidrelétrica total gerada pelo sistema em um dado mês para, assim, receber uma maior fração da energia hidrelétrica total gerada em outro mês do mesmo ano.

Essa decisão do gerador pode ter vários motivos, entre eles:

- Diminuir a exposição do gerador devido à sazonalização de seus contratos de venda de energia;

- O gerador pode estar apostando em uma grande variação intra-anual do PLD, alocando, desta maneira, mais energia na época do ano em que ele espera a ocorrência de um PLD mais alto e menos energia na época do ano em que ele espera um PLD mais baixo.

A figura abaixo mostra a sazonalização da Garantia Física escolhida pelos geradores hidráulicos pertencentes ao MRE em cada região do SIN em 2009.

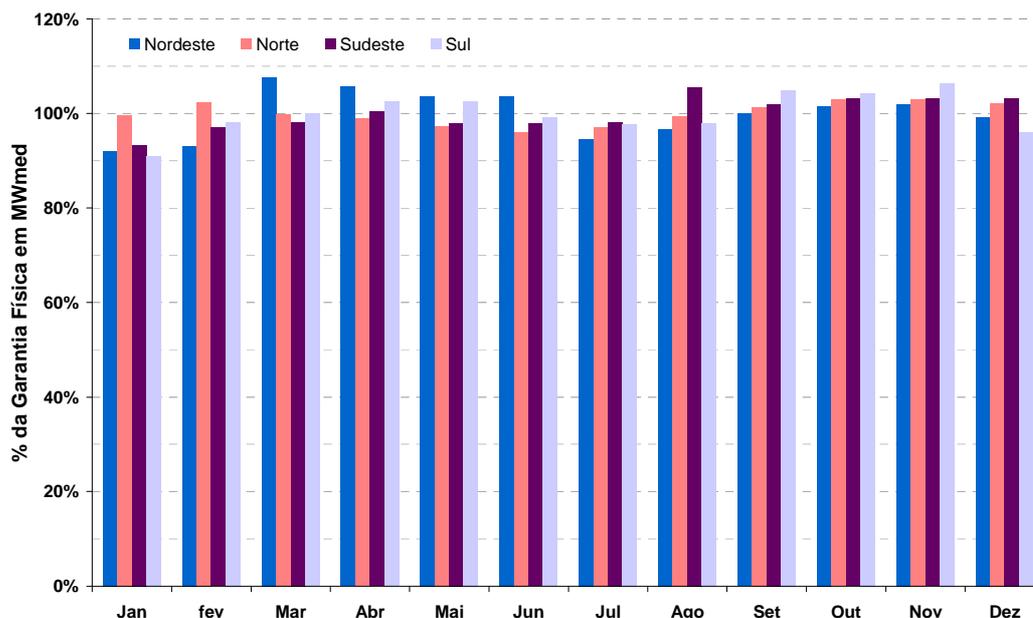


Figura 2-6 – Sazonalização da GF das Usinas no MRE em 2009

As regras de sazonalização da Garantia Física determinam que em Dezembro de cada ano o gerador informe à CCEE o perfil de sazonalização de sua Garantia Física para o ano seguinte. A energia média alocada em cada mês não pode ser maior do que a potência instalada da usina.

Percebe-se que a decisão de como sazonalizar sua Garantia Física é tomada pelo gerador sob grande incerteza. O gerador deve decidir quanta energia será alocada em cada um dos doze meses seguintes - de maneira a cumprir suas obrigações contratuais de venda de energia em cada um desses meses - desconhecendo tanto o montante de energia que o sistema hidrelétrico brasileiro irá gerar em cada um desses meses (para que, assim, ele possa saber a sua cota de créditos de energia) quanto o valor do PLD em cada um desses meses.

Essa incerteza pode resultar em prejuízos financeiros elevados para o gerador hidroelétrico. Caso seus créditos de energia em um dado mês sejam muito menores do que suas obrigações contratuais e o PLD neste mês esteja muito alto, o gerador terá de “comprar” a diferença de energia no CCEE pagando este PLD.

Desta maneira é de extrema importância que o gerador tome sua decisão de sazonalização levando em consideração esta incerteza e os riscos (e oportunidades) inerentes a esse processo decisório.

O controle deste risco financeiro intrínseco à decisão de sazonalização da Garantia Física do gerador é o tema central desta dissertação. O capítulo a seguir irá detalhar melhor esses riscos.

3 RISCOS DE CONTRATAÇÃO DE PCHS E USINAS BIOMASSA

Neste capítulo serão detalhados os riscos que as PCHs e Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar estão sujeitas ao negociar sua energia através de contratos no SEB.

3.1 A volatilidade do preço de curto prazo

O comportamento dos preços de curto prazo no sistema brasileiro é diferente da maioria dos países, característica essa que é a base para a concepção da estrutura regulatória do país.

Por um lado os preços spot possuem uma elevada volatilidade no médio prazo (isto é, os preços para daqui a seis meses podem variar de zero a várias centenas de R\$/MWh). Por outro lado, eles têm uma baixa volatilidade de curto prazo: os preços nos períodos do dia de ponta e fora da ponta são os mesmos, e os preços de amanhã são geralmente perto dos de hoje.

Estes preços têm características opostas aos dos sistemas térmicos, em que os preços aumentam acentuadamente com o nível de carga e os principais contribuintes para a volatilidade dos preços são as condições meteorológicas (como temperatura) e a disponibilidade dos equipamentos. Por conseguinte, os preços spot em sistemas térmicos tendem a ter uma maior volatilidade de curto prazo e uma menor volatilidade de médio prazo.

A razão para esta diferença é que sistemas com predominância hidroelétrica são projetados para garantir abastecimento da carga sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre muito raramente. Conseqüentemente, a maior parte do tempo há excedentes de energia, o que implica em preços spot muito baixos. Por outro lado, se um período muito seco ocorre, os preços podem aumentar drasticamente, e até chegar custo de racionamento do sistema. Devido aos reservatórios terem grande capacidade de armazenamento, esses períodos de baixo

custo além de acontecerem com frequência, geralmente duram muito tempo, intercalados por curtos períodos de custos elevados, causados pela seca.

Este padrão é observado na Figura 3-1, que mostra o preço observado no curto prazo no Sudeste do sistema brasileiro a partir de 2000. Nota-se que pouco antes do racionamento iniciar (junho de 2001), os preços ainda não refletiam a escassez de energia.

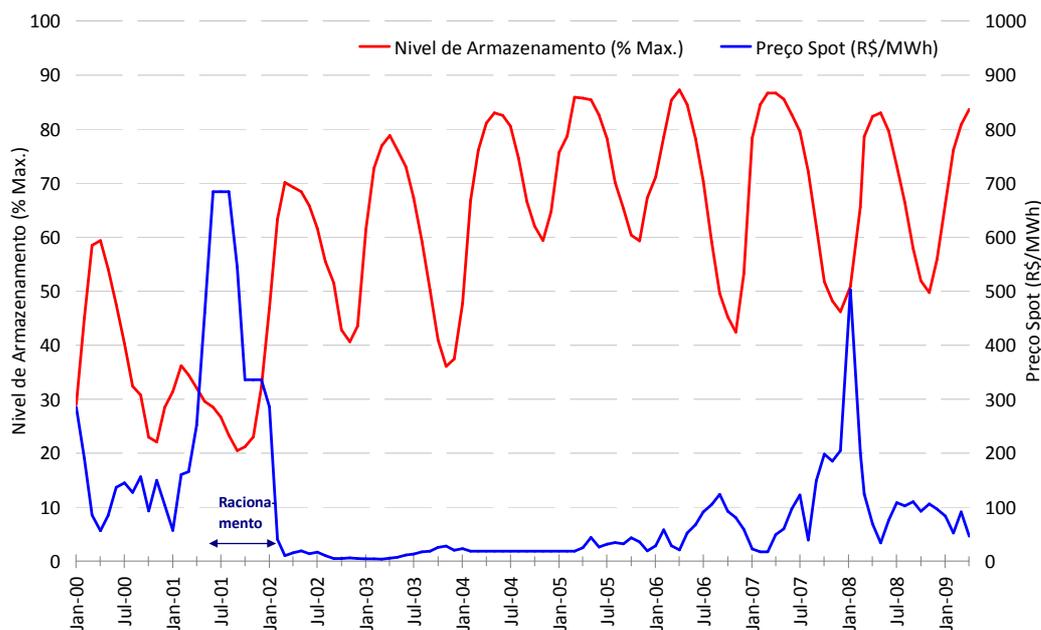


Figura 3-1 - Preço spot de energia na região Sudeste do sistema brasileiro

Após o período de racionamento (fevereiro de 2002), os preços no mercado de curto prazo caíram para valores próximos a 5 R\$/MWh.

Um histórico mais recente dos preços spot semanais é apresentado na Figura 3-2, para cada região nos últimos 7 meses. No último trimestre do ano, foram registrados valores mais elevados devido à menor disponibilidade de gás natural na oferta de energia e às baixas hidrológicas.

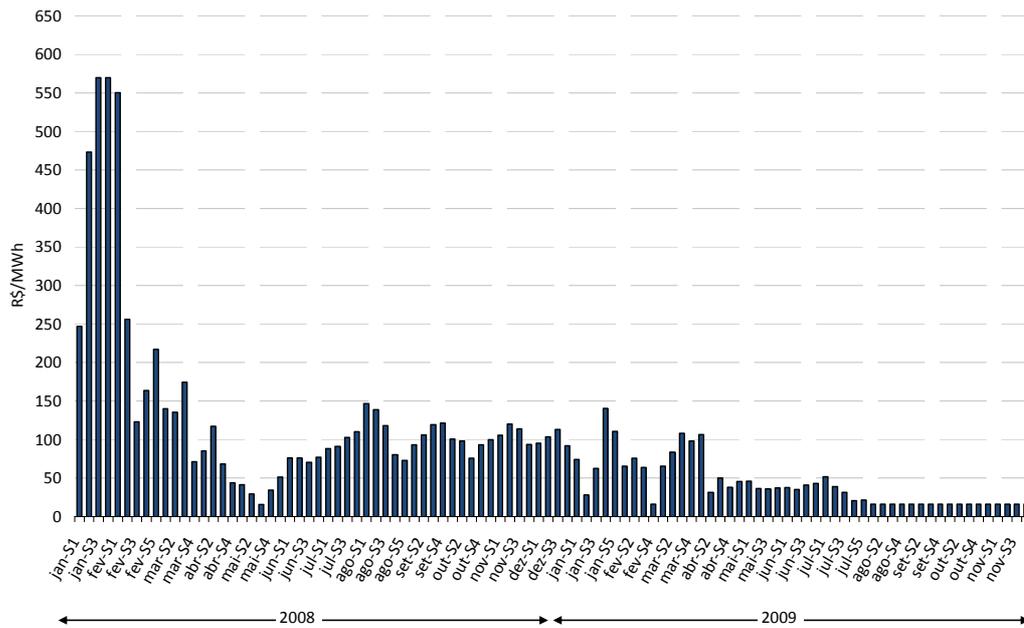


Figura 3-2– Preço spot semanal

É importante ressaltar a natureza probabilística desses preços, cuja distribuição de probabilidade é muito assimétrica, com preços baixos durante a maior parte dos cenários hidrológicos (correspondendo às condições hidrológicas médias e úmidas), a preços altos em poucos cenários (correspondendo à secas severas). Por exemplo, a Figura 3-3 apresenta a distribuição de probabilidade do valor esperado do preço spot da região Sudeste para o ano 2010. Observa-se que, apesar da média ser de 150,9 R\$/MWh, 68% dos cenários hidrológicos simulados resultam em preços menores que a média e em poucos cenários o PLD atinge o preço teto.

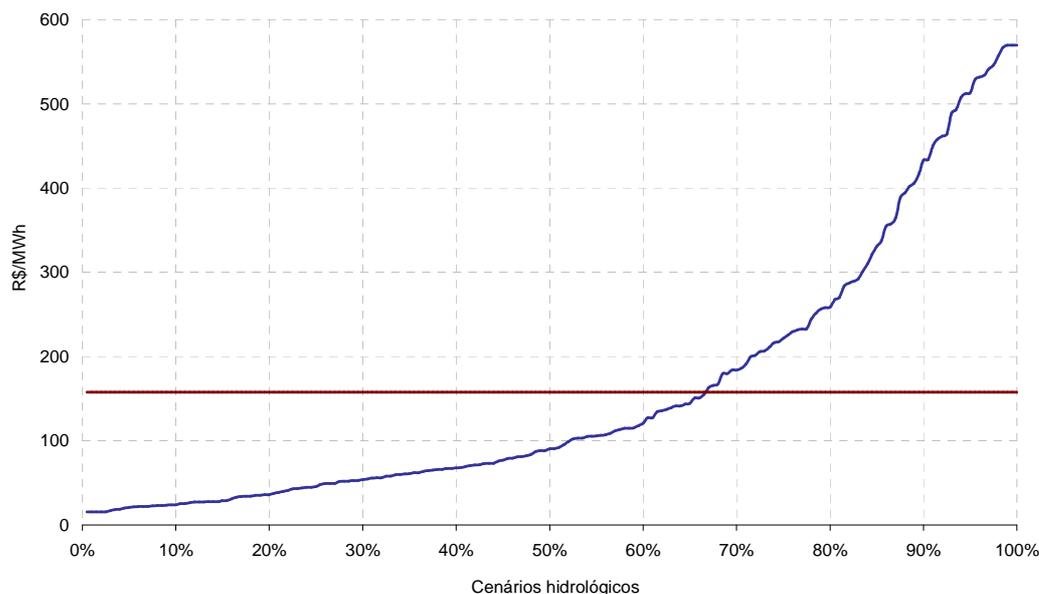


Figura 3-3– Distribuição de probabilidade acumulada do PLD

Uma das conseqüências desta volatilidade de preços é o risco a que um gerador *merchant* – i.e., um gerador que venda toda sua geração valorada ao preço spot - está sujeito: como os preços baixos são mais frequentes e ocorrem de forma contínua por longos períodos de tempo, a probabilidade deste gerador ter uma baixa receita é alta. Além disso, qualquer transação no mercado spot pode se mostrar atrativa na média, porém, na realidade, prova-se um negócio altamente arriscado, devido à baixa probabilidade de preços altos.

Visando proteger-se contra esta alta volatilidade, tornou-se prática padrão entre os geradores no Brasil a assinatura de contratos bilaterais, que são instrumentos puramente financeiros e formam estrutura principal do modelo regulatório do país – conforme explicado anteriormente.

3.2 Possibilidades de contratação para as PCHs e Usinas a Biomassa

Conforme explicado na seção anterior, os geradores no Brasil têm como prática padrão a assinatura de contratos de fornecimento de energia para, dessa maneira, se protegerem da alta probabilidade de ocorrência de Preços de Curto Prazo muito baixos.

Os tipos de contratação possíveis dependem do ambiente de comercialização (ACR ou ACL) no qual esses geradores estão negociando sua energia.

No ACR, os geradores têm a possibilidade de vender sua energia em diferentes tipos de leilões públicos através de duas modalidades de contratação:

(i) Contratos por quantidade de energia (contratos “a termo” ou forward) – é um contrato padrão de fornecimento firme de energia, onde o comprador paga um valor em R\$/MWh fixo pelo montante de energia contratada. Neste tipo de contrato o gerador assume todos os riscos de não entrega de energia, tendo que comprar a energia no mercado de curto prazo em caso de produção abaixo do montante contratado (mas, por outro lado, em caso de produção de energia acima do montante contratado, ele vende esse excesso no mercado de curto prazo);

(ii) Contratos por disponibilidade de energia (contratos de “opção” de energia) [21]– neste tipo de contrato o consumidor “aluga” a usina do investidor, pagando uma quantidade fixa (R\$/kW.mês). Caso a usina não gere energia em um dado mês, o consumidor compra a energia relativa ao montante contratado no mercado de curto prazo. Caso contrário, o consumidor reembolsa a usina pelos seus custos operacionais variáveis (R\$/MWh) e toda a energia gerada pela usina é entregue ao consumidor (a parcela de energia gerada acima do montante contratado é vendida pelo consumidor no mercado de curto prazo). Desta maneira, neste tipo de contrato, o consumidor assume todos os riscos de não entrega de energia (mas também se beneficia em caso de produção de energia acima do montante contratado).

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem o direito de decidir qual tipo de contrato será oferecido para cada tipo de gerador em cada leilão. De maneira geral, o MME tem aplicado o contrato por quantidade para usinas hidrelétricas e contratos por disponibilidade para usinas termelétricas.

No ACL, não existem contratos padronizados como no ACR. As condições dos contratos são acertadas diretamente entre vendedores e compradores. Em geral, os consumidores livres não aceitam assumir os riscos de não entrega de energia, de maneira que a quase totalidade dos contratos negociados no ACL, são contratos padrão de fornecimento firme de energia.

Esses tipos de contrato de fornecimento firme resultam em um risco de quantidade para PCHs e Usinas a Biomassa, que será melhor detalhado a seguir.

3.3 O Risco de Quantidade no ACL

Conforme visto anteriormente, os contratos bilaterais no ACL servem como proteção aos geradores contra os riscos de preço (baixo).

No entanto, eles introduzem um risco de quantidade: como esses contratos geralmente alocam no gerador a obrigação de entrega de energia, caso este não produza energia suficiente para atender o montante contratado, ele deverá então comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir sua obrigação contratual, possivelmente a um preço alto.

No caso específico das PCHs e das Usinas Biomassa, esse risco se potencializa devido à característica sazonal de seus perfis de geração. Como os consumidores livres geralmente procuram contratos de fornecimento de montantes constantes de energia ao longo do ano, a sazonalidade característica dessas usinas resulta em riscos de exposição financeira ao PLD, conforme será detalhado a seguir.

3.3.1 PCHs

As PCHs são usinas hidroelétricas com capacidade instalada menor que 30 MW e uma área de reservatório menor que 2 km². Devido a esta baixa capacidade de armazenamento de água, sua produção de energia depende da vazão fluvial do rio no qual ela está localizada em cada período.

A Garantia Física deste tipo de usina é calculada pela ANEEL no processo de autorização para construção da PCH. Para isto, é utilizada a média histórica de vazão do rio no qual elas estão localizadas, valor que é então convertido para geração de energia através do coeficiente de produtividade médio e da potência instalada do projeto.

A Figura 3-4 apresenta o histórico estimado da geração de energia de uma PCH de 30 MW localizada no Rio Paraíba, na região Sudeste. As linhas finas representam a geração de energia em diferentes anos, estimada a partir dos dados históricos de vazão do rio. A geração média desta PCH foi aproximadamente 16,58 MW_{med} (55% da Potência Instalada da PCH), valor que representa então sua Garantia Física.

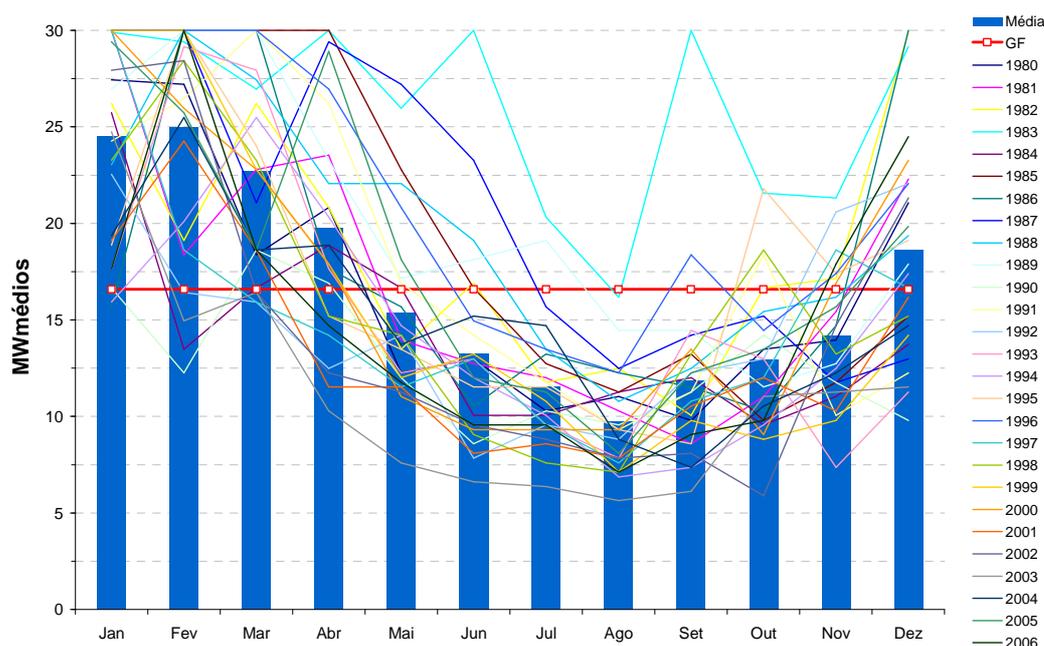


Figura 3-4 – Geração histórica estimada de PCH de 30 MW

No gráfico é possível observar o forte efeito do período de estiagem (Maio a Novembro) no perfil de produção de energia da PCH e também na variabilidade deste perfil, resultando em um perfil de geração altamente volátil não só intra-anualmente como também de um ano para outro.

Entre Maio e Novembro a PCH em questão produz, em média, um montante de energia abaixo de valor de sua Garantia Física. Dessa maneira, caso ela houvesse vendido sua energia no ACL através de um contrato de fornecimento firme de energia, ela seria obrigada a comprar energia na CCEE nestes meses, gerando uma exposição financeira ao PLD.

Outro fator agravante para a PCH é que, devido ao fato do SEB ser predominantemente hidroelétrico, o PLD depende muito das condições hidrológicas do sistema. Assim, em períodos de estiagem, quando a produção de energia da PCH tende a ser menor que sua Garantia Física, o valor do PLD tende a ser mais alto. Ou seja, há uma correlação negativa entre o nível do PLD e o montante de energia produzida pela PCH, o que potencializa ainda mais a exposição financeira destas usinas ao PLD em caso de venda de sua Garantia Física através de contratos no ACL.

Uma opção que estas usinas têm para mitigar esse risco é a participação no MRE.

Conforme já explicado anteriormente o MRE, é um esquema de compartilhamento de riscos e benefícios entre as todas as usinas hidroelétricas e PCHs do SIN. A liquidação na CCEE da energia das usinas participantes é efetuada utilizando as produções "realocadas" - os "créditos de energia" que são frações da energia hidroelétrica total produzida - ao invés da produção efetiva de cada usina. Como uma porcentagem da produção hidroelétrica total do sistema é muito menos volátil do que a produção individual, o MRE estabiliza a produção de energia das usinas, mitigando o risco de exposição financeira ao PLD.

Esse efeito pode ser observado na Figura 3-5, que apresenta uma comparação, para cada mês do ano de 2006, entre a geração efetiva de energia da uma PCH no Rio Paraibuna com os créditos de energia que esta usina receberia caso estivesse no MRE. Para calcular a estimativa do montante de créditos de energia recebidos pela PCH em cada mês do ano de 2006, foram utilizados dados históricos de geração de energia hidráulica total no SIN e de Garantia Física Hidráulica Total no SIN disponíveis no ONS e na CCEE.

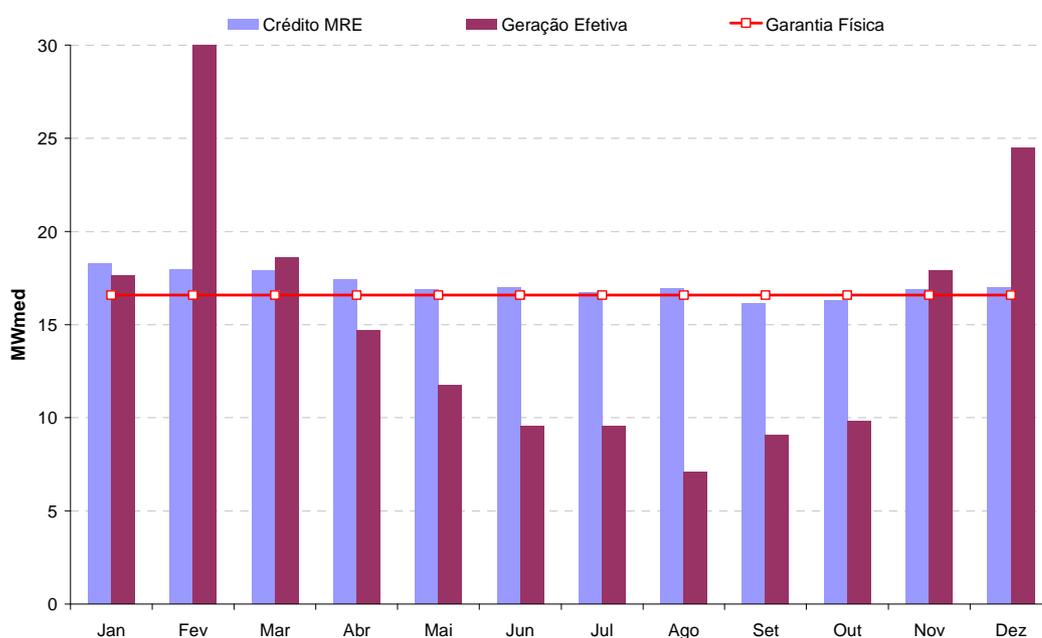


Figura 3-5 – Comparação entre a Geração Física e créditos no MRE

Neste gráfico é possível observar como os créditos de energia têm um comportamento menos volátil que a geração efetiva de energia da PCH. Pode-se observar que a usina no MRE teve pouca exposição ao PLD. Com exceção dos meses de Setembro e Outubro, quando o montante de créditos recebidos foi ligeiramente menor que sua Garantia Física, a PCH recebeu um montante de créditos de energia maior que sua Garantia Física. Dessa maneira, caso essa PCH resolvesse celebrar um contrato com um consumidor livre de fornecimento firme de um montante de energia igual a sua Garantia Física, este resultaria em pouca exposição ao PLD, ao contrário do que aconteceria se ela celebrasse esse mesmo contrato sem participar do MRE.

Uma flexibilidade adicional que a PCH participante do MRE possui, como já foi comentado anteriormente, é a possibilidade de sazonalizar sua Garantia Física ao longo do ano, de maneira a receber mais créditos de energia em alguns meses do ano. Caso a PCH da Figura 3-5 tivesse uma percepção prévia do comportamento dos seus créditos ao longo do ano, ela poderia sazonalizar sua Garantia Física em 2006 de maneira a receber uma fração maior da energia hidráulica do sistema nos meses de Setembro e Outubro, eliminando o seu deficit energético nesses dois meses.

No entanto, a participação no MRE não elimina totalmente os riscos de exposição ao preço de curto prazo. Caso condições hidrológicas extremamente severas afetem o sistema como um todo, todas as usinas participantes do MRE irão conseqüentemente produzir um montante de energia abaixo de sua Garantia Física. Com isso, elas receberão um montante de créditos de energia inferiores a sua Garantia Física. Adicionalmente, estas condições hidrológicas adversas resultarão em um PLD alto logo neste período onde a PCH participante do MRE está recebendo um montante insuficiente de créditos de energia para cobrir suas possíveis obrigações contratuais e tendo que comprar energia no mercado de curto prazo para cobrir esse déficit.

A Figura 3-6 abaixo apresenta uma distribuição típica da Receita Líquida Anual na CCEE de uma PCH participante do MRE de 30 MW de Potencia Instalada e Garantia Física de 16,5 MWmed que vende toda sua Garantia Física através de um contrato de fornecimento firme de energia.

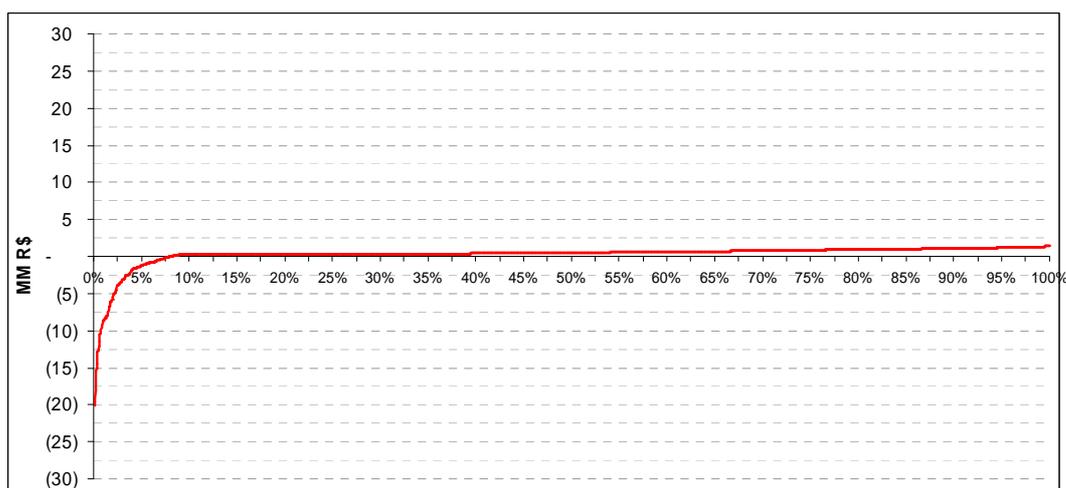


Figura 3-6 – Distribuição da Receita Líquida de uma PCH no MRE

Pode-se reparar que há uma probabilidade de aproximadamente 7,5% da PCH ter prejuízo na CCEE e que este prejuízo, nos piores casos, pode chegar a até mesmo 20 MM R\$. Este valor é equivalente a receita que a PCH conseguiria caso ela tivesse negociado seu contrato a um preço de 140 R\$/MWh. Ou seja, caso a PCH vendesse sua energia a 140 R\$/MWh, haveria possibilidade de ela perder toda esta receita devido ao prejuízo ocorrido na CCEE, consequência de um cenário onde ela recebeu uma quantidade insuficiente de créditos de energia para honrar seu compromisso e teve que comprar essa energia no mercado de curto prazo (i.e., na CCEE).

Logo, mesmo participando do MRE, as PCHs podem considerar extremamente arriscado vender energia para consumidores livres de maneira individual. Isso incentiva esses geradores a procurar maneiras alternativas de comercializar sua energia no ACL.

3.3.2 Usinas Biomassa

As usinas à biomassa têm sua produção restrita aos meses de safra de cana de açúcar (na região Sudeste engloba os meses de maio a novembro aproximadamente). Durante esse período, a usina gera sua energia praticamente 100% do tempo. A não ser por problemas mecânicos ou por falta de matéria prima devido a fatores meteorológicos (em dias de fortes chuvas, é possível que não seja possível efetuar a colheita), a geração de energia da usina é bastante previsível.

O problema de falta de matéria prima é mitigado pela possibilidade de estocagem de biomassa durante a colheita.

Já o problema de parada por falhas mecânicas pode ser contornado através de declarações para o regulador de taxas de parada para manutenção coerentes com a realidade operacional da usina. Assim, desde que o tempo de parada esteja dentro dos parâmetros declarados, o gerador não é obrigado a arcar com nenhuma penalidade.

Dessa maneira, a produção de energia da usina à biomassa pode ser considerada constante durante os meses de safra de cana.

A Figura 3-7 abaixo apresenta um perfil típico de Geração de Energia em cada mês do ano de uma Usina Biomassa de Cana de Açúcar de 30 MW na Região Sudeste. Foi considerado que a usina gera energia de Maio a Novembro (durante a safra de cana de açúcar da região) continuamente a 95% de seu Potencial Máximo (ou seja, ela desconta 5% para eventuais paradas para manutenção).

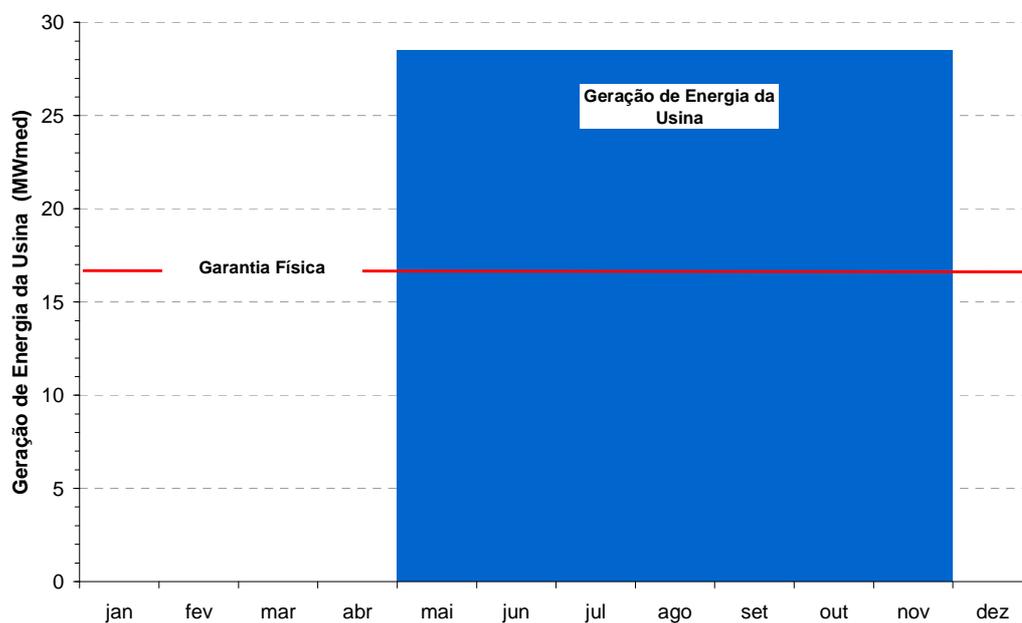


Figura 3-7 – Geração de Energia de uma Usina Biomassa típica com 30 MW

A Garantia Física dessa usina, de acordo com a regulamentação da ANEEL, é a Energia Média gerada ao longo do ano. No caso da usina apresentada na

Figura 3-7, como a usina gera energia a 95% do seu potencial em 7 dos 12 meses do ano, a Garantia Física dela é $30 * 95\% * 7/12 = 16,6 \text{ MWmed}$ (equivalente a aproximadamente 55,7% da Potencia Instalada da Biomassa).

Observando a figura acima, podemos claramente ver o risco que esse gerador Biomassa incorre caso ele decida vender sua energia através de um contrato padrão no ACL. Como durante o período entre Dezembro e Abril a geração de energia deste gerador é nula, ele terá que comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir sua obrigação contratual, gerando uma exposição financeira ao PLD. Por outro lado, durante os meses de Maio a Novembro, como o gerador produz mais energia que o montante passível de contratação, essa sobre-produção de energia será liquidada na CCEE valorada ao PLD.

Um aspecto interessante é que o período de safra de cana de açúcar coincide com o período de estiagem na região Sudeste. Conseqüentemente, o PLD tende a ser mais alto neste período do que no restante do ano, resultando em uma sinergia favorável dessas usinas com as características gerais do sistema: durante o período em que as usinas hidroelétricas estão enfrentando uma sub-produção de energia, as Usina a Biomassa estão tendo uma sobre-produção de energia e vendendo essa parcela excedente no mercado de curto prazo valorada a este PLD alto.

No entanto, apesar desta característica, um agente averso ao risco irá ser mais sensível às exposições negativas durante os meses fora de safra do que às exposições positivas durante os meses de safra [23].

A Figura 3-8 abaixo apresenta uma distribuição típica da Receita Líquida Anual na CCEE da uma Biomassa apresentada na Figura 3-7 que vende toda sua Garantia Física através de um contrato de fornecimento firme de energia.

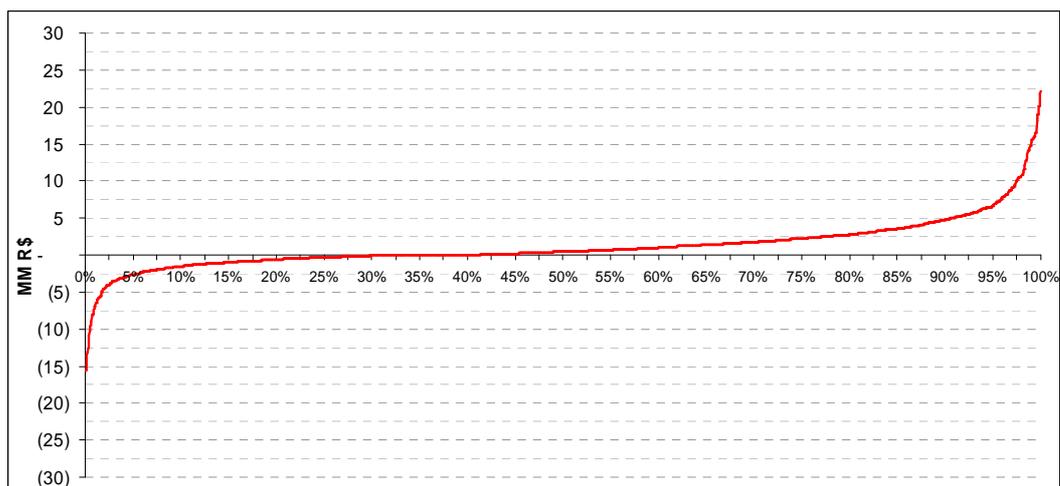


Figura 3-8 - Distribuição da Receita Líquida de uma Biomassa

Pode-se reparar que há uma probabilidade de aproximadamente 30% da PCH ter prejuízo na CCEE e que este prejuízo, nos piores casos, pode chegar a até mesmo 15 MM R\$. Assim, caso a Biomassa houvesse vendido sua energia a 140 R\$/MWh, resultando em uma receita de aproximadamente 20 MM R\$, haveria a possibilidade de ela perder 75% desta receita devido ao prejuízo ocorrido na CCEE, consequência de um cenário onde o PLD nos meses de entressafra (Dezembro a Abril) mostrou-se extremamente elevado.

Dessa maneira, Geradores Biomassa mostram-se muito relutantes em vender sua energia através de contratos padrão no ACL devido ao risco de exposições negativas ao PLD durante os meses de entressafra.

4 UM MODELO DE SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA DE PCHS EM PORTFOLIOS PCH+BIOMASSA

Conforme explicado no capítulo anterior, a decisão do agente hidráulico de como sazonalizar sua Garantia Física ao longo do ano seguinte é tomada sob grande incerteza. O gerador deve tomar sua decisão levando em consideração diversas variáveis desconhecidas, como o valor do PLD em cada um dos meses do ano seguinte, a geração hidráulica total do sistema em cada um desses meses, entre outras.

A idéia central deste trabalho é estudar o impacto sobre a decisão de sazonalização da Garantia Física de geradores hidráulicos quando esta é tomada levando em consideração a combinação em um mesmo portfólio destes geradores com outras usinas à Biomassa de Cana de Açúcar.

Para simular o processo decisório do gerador hidráulico, foi implementado um modelo de otimização linear estocástica baseado em XPRESS [22] que tem como objetivo encontrar o perfil de sazonalização que otimiza a função objetivo do gerador de maneira a restringir o risco financeiro ao qual ele está submetido.

Apesar de este modelo poder ser aplicado para portfólios puramente hidráulicos, sua montagem foi feita baseada em portfólios de geração contendo Usinas à Biomassa combinadas com PCHs – que é o tema desta dissertação - de modo a mostrar que a combinação desses dois tipos de usinas em um mesmo portfólio traz benefícios sinérgicos aos geradores.

4.1 Simulação dos cenários de PLD e Geração Hidráulica

Conforme mencionado anteriormente, a decisão dos geradores hidráulicos de como sazonalizar sua Garantia Física é tomada sob elevado grau de incerteza, especialmente em relação ao PLD e ao montante de energia a ser gerada nos meses futuros.

Dessa maneira, a caracterização destas incertezas é central na modelagem de seu processo decisório.

Na presença de mercados de energia elétrica competitivos, a modelagem dos preços de curto prazo poderia ser feita através de modelos auto-regressivos sazonais, como os apresentados em [18] e [19].

No entanto, no caso do Brasil, como o sistema de despacho das usinas é centralizado, os cenários futuros de preços de curto prazo podem ser gerados utilizando a mesma metodologia empregada nos modelos oficiais utilizados pelo ONS e pela CCEE (conforme detalhado na Seção 2.2.4).

Dessa maneira, para modelar estas incertezas, foram utilizados 2000 cenários futuros de geração e de PLD resultantes de uma simulação hidrotérmica do parque gerador brasileiro. Para os estudos apresentados nesta dissertação, foram utilizados os resultados para o ano de 2010 da configuração do Programa Mensal da Operação Eletroenergética (PMO) de Junho de 2009.

O gráfico a seguir apresenta o comportamento previsto do PLD no ano de 2010, segundo estes cenários futuros simulados.

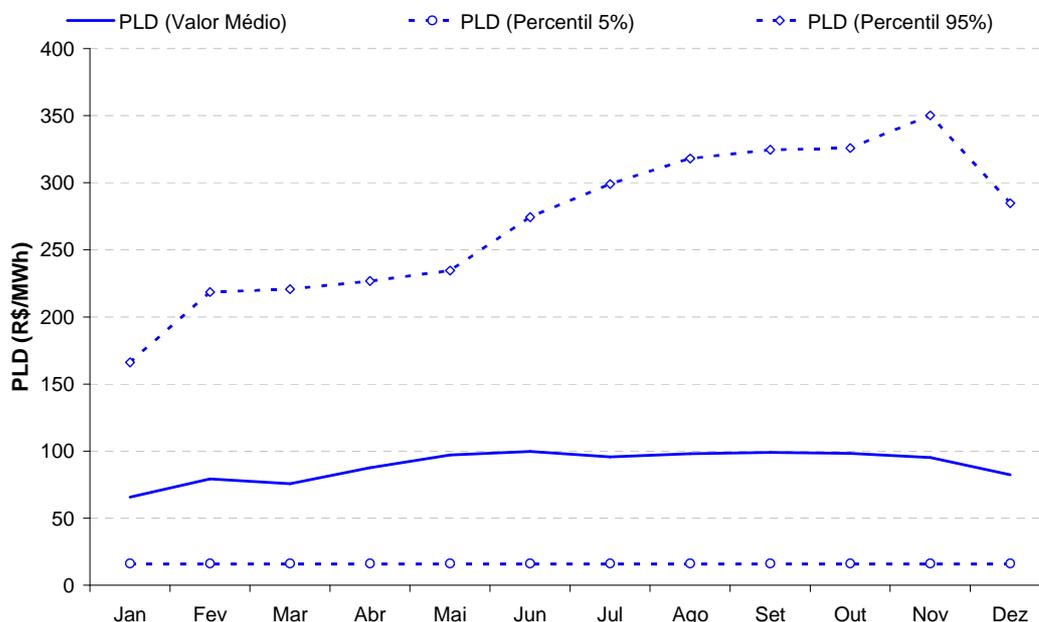


Figura 4-1 – PLD resultante da simulação hidrotérmica

A linha cheia apresenta o PLD médio em cada um dos períodos, enquanto as linhas pontilhadas apresentam o percentil de 5% (linha inferior) e de 95% (linha

superior). Pode-se notar nesse gráfico a grande volatilidade do preço spot já mencionada anteriormente no Capítulo 2. Apesar de o preço médio ser relativamente pouco volátil, o intervalo de confiança do PLD (com grau de certeza de 90%) situa-se entre os valores 16 R\$/MWh (valor piso) e aproximadamente 350 R\$/MWh.

Adicionalmente, observa-se que a volatilidade do PLD aumenta no período seco do ano (Maio a Novembro), pois como a matriz de geração de energia elétrica brasileira tem um grande peso hidráulico, a maior probabilidade de ocorrência de vazões menos favoráveis durante o período seco resulta em uma maior probabilidade de o PLD atingir patamares mais elevados.

Os cenários de geração hidráulica resultantes da simulação hidrotérmica foram utilizados para simular os créditos no MRE recebidos pelas usinas hidráulicas participantes. A computação destes créditos é explicada na seção seguinte, que detalha a modelagem das usinas.

4.2 Modelagem das Usinas

4.2.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

Conforme visto no anteriormente, as PCHs podem escolher participar do MRE de maneira a mitigar o risco hidrológico de sua geração física de energia.

Como a sazonalização da Garantia Física - tema central desta dissertação - é uma flexibilidade existente apenas para as usinas participantes do MRE, neste trabalho serão modeladas apenas usinas participantes do MRE.

A partir dos cenários de geração hidráulica resultantes da simulação hidrotérmica mencionada na Seção 4.1, é possível computar cenários de créditos de energia para as usinas hidráulicas participantes do MRE.

Assim, os créditos de energia (medidos em MWh) recebidos por uma PCH qualquer “i” (participante do MRE) em cada mês de um cenário “s” resultante da

simulação mencionada na Seção 4.1 podem ser calculados segundo a seguinte fórmula¹ :

$$g_{i,m,s} = \frac{G_{m,s}^{\text{HIDRO}}}{GF_m^{\text{TOTAL}}} * GF_{i,m} * h_m \quad (4-1)$$

Onde,

- $g_{i,m,s}$: crédito de energia (em MWh) recebido pela PCH “i” no mês “m” do cenário “s”;

- $G_{m,s}^{\text{HIDRO}}$: Energia Hidráulica Total gerada (em MWh) pelo SIN no mês “m” do cenário “s”;

- GF_m^{TOTAL} : Garantia Física Total (em MWh) alocada por todos os agentes hidráulicos do SIN no mês “m”;

- $GF_{i,m}$: Garantia Física (em MWmed) alocada pela usina hidráulica “i” no mês “m”;

- h_m : Duração em horas do mês “m”.

Dessa maneira, para simular os créditos de energia a serem recebidos por uma PCH participante do MRE são necessários quatro conjuntos de dados:

(i) Garantia Física Anual da PCH;

(ii) Alocação em cada mês do ano da Garantia Física Hidráulica Total do SIN;

(iii) Cenários de Geração Hidráulica Total do SIN;

(iv) Decisão de alocação (em MWh) em cada mês do ano da Garantia Física da PCH (decisão de sazonalização da Garantia Física).

A Garantia Física (i) da usina é um dado conhecido. Conforme explicado na seção 2.2.1, a Garantia Física de uma PCH é um valor definido pela ANEEL e faz parte da autorização de operação da usina fornecida pela agência reguladora.

A alocação em cada mês do ano da Garantia Física Total Hidráulica do SIN (ii) é desconhecida pelo gerador no momento que este precisa tomar sua decisão de sazonalizar sua Garantia Física para o ano seguinte. No entanto, a alocação realizada no SIN no ano corrente (Figura 2-6 para o ano de 2009) é disponibilizada publicamente pela CCEE, de maneira que o gerador pode usar

¹ Na realidade, a regra de alocação dos créditos de energia é um pouco mais complicada, levando em consideração em qual Sub-Sistema do SIN a usina está localizada. Como este efeito da separação em sub-sistemas tende a ser pequeno, nesta dissertação escolheu-se simplificar a regra.

esse dado como uma aproximação da sazonalização total a ser efetuada pelo sistema no ano seguinte. Como o tamanho de uma PCH é desprezível frente ao somatório de toda capacidade hidráulica instalada no SIN, pode-se supor que a mudança na decisão deste gerador não irá afetar a sazonalização total do sistema.

Os cenários de Geração Hidráulica Total do SIN (iii) foram obtidos através da simulação hidrotérmica do SIN detalhada na Seção 4.1.

A decisão de sazonalização da Garantia Física da PCH (iv) será uma das variáveis de decisão do modelo.

A divisão da alocação em um dado mês do ano da Garantia Física Hidráulica Total do SIN pela Geração Hidráulica Total do SIN no mesmo mês resulta em uma grandeza adimensional geralmente denominada Fator de Ajuste da Garantia Física e representada pela sigla GSF (da expressão em inglês Generation Scaling Factor). Ou seja, analiticamente, essa grandeza GSF pode ser computada - para cada mês “m” do cenário simulado “s” - pela seguinte fórmula:

$$GSF_{m,s} = \frac{G_{m,s}^{HIDRO}}{GF_m^{TOTAL}} \quad (4-2)$$

O GSF pode ser interpretado como o percentual de energia que todos os participantes do MRE estão geraram em relação ao total de sua Garantia Física. Assim, quando o GSF for menor que 100%, as usinas do MRE estão gerando menos energia do que o montante total de sua Garantia Física.

Um detalhe importante dessa modelagem é que a Garantia Física Total Hidráulica é considerada um dado conhecido, conforme já citado. Dessa maneira, a otimização da sazonalização da Garantia Física da PCH em questão é feita em função dessa sazonalização total informada. A solução encontrada será ótima caso essa sazonalização total tenha o comportamento informado.

Os estudos de caso apresentados no próximo capítulo deste trabalho utilizarão esta sigla GSF para se referir a esta grandeza no cálculo dos créditos de energia de PCHs participantes do MRE.

Com esses dados é possível calcular para cada mês do ano em cada um dos cenários de geração hidráulica o crédito de energia que a PCH irá receber.

O gráfico abaixo apresenta o comportamento no ano de 2010 do GSF calculado a partir dos cenários futuros simulados na Seção 4.1 (utilizando a configuração do PMO de Junho de 2009).

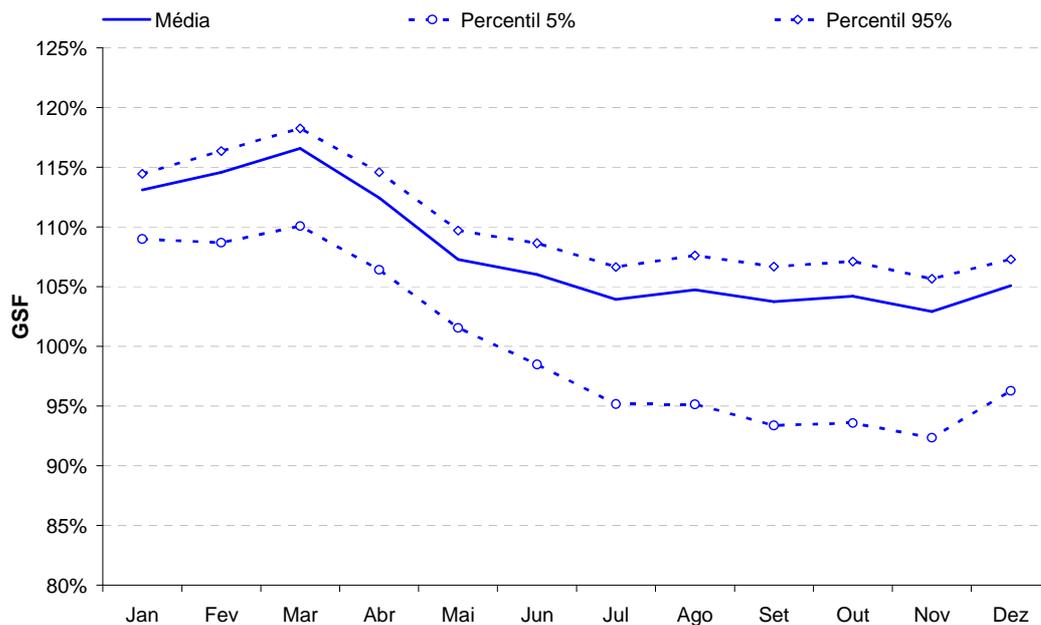


Figura 4-2 - GSF resultante da simulação hidrotérmica

A linha cheia apresenta o GSF médio em cada um dos meses, enquanto as linhas pontilhadas apresentam o percentil de 5% (linha inferior) e de 95% (linha superior). Pode-se notar nesse gráfico algumas características da geração hidráulica:

- Apesar de o GSF médio ser maior do que a Garantia Física, há em alguns meses uma probabilidade de 5% de ocorrerem cenários onde os créditos de energia da PCH são menores de 93% da Garantia Física da Usina.

- Os meses de Junho a Novembro compõe o período com maior risco de sub-geração (meses secos). Conforme será visto a seguir, esse é exatamente o período do ano quando as usinas a Biomassa de Cana de Açúcar da região Sudeste e Centro-Oeste geram energia, devido à safra de sua matéria prima.

4.2.2 Usinas à Biomassa de Cana de Açúcar

A modelagem da geração da Usina a Biomassa de Cana de Açúcar foi feita segundo perfil apresentado na seção 3.3.2.

Assim, a geração de energia da Usina a Biomassa em cada mês (G_m^{BIO}) do ano modelada seguiu o seguinte perfil:

- Geração nula entre os meses de Dezembro e Abril que são os meses fora de safra.

- Durante o período de safra de cana de açúcar (Maio a Novembro), a Usina produz energia de maneira contínua a 95% de sua Potencia Instalada (P_{BIO}).

A Figura 4-3 apresenta o perfil de geração das Usinas Biomassa utilizado nos estudos:

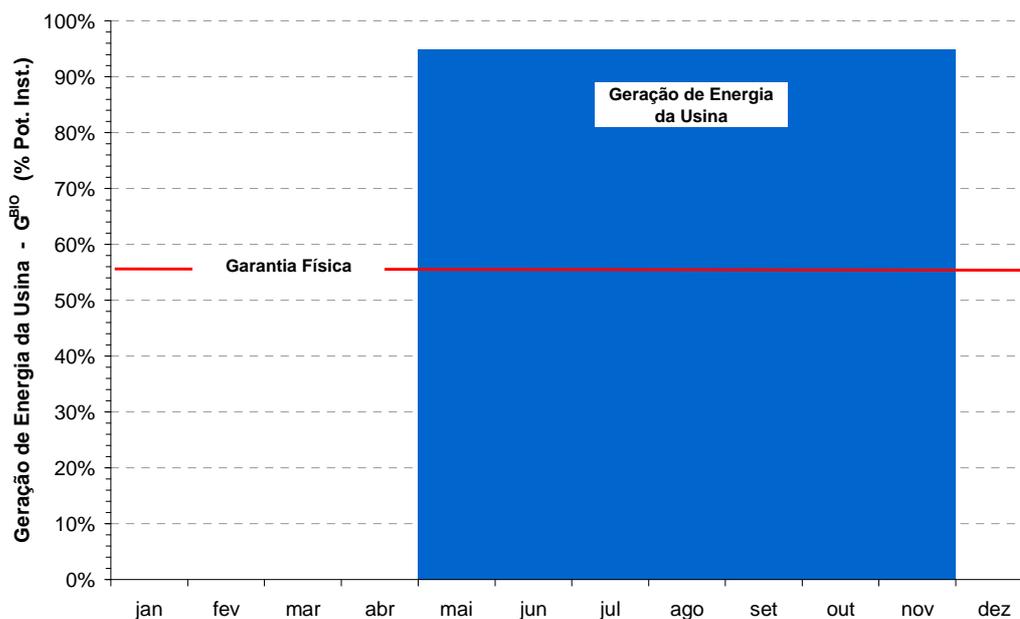


Figura 4-3 – Perfil de Geração de Energia da Usina Biomassa

4.3 A modelagem da Receita Operacional Líquida das usinas

Com a modelagem da geração de energia das usinas detalhada acima, é possível modelar a Receita Líquida na Câmara de Comercialização de Energia (R^{CCEE}).

Conforme comentado na seção 2.2.3, a Receita Líquida de um Gerador (ou um comercializador) na CCEE é a receita proveniente da “venda” do excedente de energia ao PLD (em caso de geração além do montante contratado) subtraídas das “compras” do déficit de energia ao PLD (em caso de geração abaixo do montante contratado).

Analicamente, a Receita Líquida Anual na Câmara de Comercialização de Energia proveniente do portfólio de PCHs e Biomassas pode ser representada pela seguinte fórmula:

$$R_s^{CCEE} = \sum_{m=1}^{12} (GSF_{m,s} * GF_m^{PCH} + G_m^{BIO} * P_{BIO} - E_m^C) * PLD_{m,s} * h_m \quad (4-3)$$

Onde,

$GSF_{m,s}$ é computado para cada mês “m” do ano segundo a equação (4-2), a partir de cada cenário “s” simulado na Seção 4.1;

GF_m^{PCH} é a Garantia Física Alocada (em MWmed) pela PCH em cada mês “m” do ano;

G_m^{BIO} é a Geração (em % da Potencia Instalada) da Usina Biomassa em cada mês “m” do ano (de acordo com o perfil de geração apresentado na Figura 4-3);

P_{BIO} é a Potência Instalada da Usina Biomassa (em MW);

E_m^C é o montante de energia vendida (em MWmed) em cada mês “m” do ano através de contratos de entrega de energia firme previamente assinados;

$PLD_{m,s}$ é o Preço de Liquidação de Energia (PLD) em cada mês “m” do ano de cada cenário “s” simulado na Seção 4.1;

h_m é o número de horas de cada mês “m” do ano.

Com esses dados, é possível simular o risco de quantidade já detalhado anteriormente nesta dissertação.

4.4 A modelagem das restrições

As restrições do modelo têm como objetivo simular não só as restrições regulatórias do SEB como também restrições de risco por parte do investidor.

Como o modelo é baseado em programação linear, todas as restrições construídas nele devem ser lineares.

4.4.1 Primeira restrição: Garantia Física Anual

A primeira restrição diz respeito à norma regulatória de sazonalização da Garantia Física segundo a qual, o somatório das energias asseguradas alocadas em

cada mês do ano (em MWh) deve ser igual à Garantia Física Anual da PCH (em MWh - valor este definido pela ANEEL no momento da autorização de construção da usina).

$$\sum_{m=1}^{12} GF_m^{PCH} * h_m = GF^{PCH} * 8760 \quad (4-4)$$

4.4.2 Segunda Restrição: Limite Superior de Sazonalização Mensal

Uma segunda restrição regulatória incorporada ao modelo estabelece que a Garantia Física (em MWmed) alocada em cada mês do ano deve ser um valor positivo e menor ou igual à Potencia Instalada da PCH (P_{PCH} - em MW).

$$GF_m^{PCH} \leq P_{PCH}, \forall m=1, \dots, 12 \quad (4-5)$$

$$GF_m^{PCH} \geq 0, \forall m=1, \dots, 12 \quad (4-6)$$

4.4.3 Terceira Restrição: Risco Financeiro (CVaR)

A última restrição incorporada ao modelo é o nível de risco financeiro máximo ao qual o investidor está disposto a se expor. Para isto, é necessário definir uma medida de risco de maneira a quantificar de modo probabilístico qual o montante de risco que o agente está exposto (e desta maneira, restringi-lo).

Uma medida de risco financeiro bastante utilizada na prática, principalmente por Bancos e Fundos de Investimento, é o α – Value at Risk (VaR_α). Desenvolvido pelo Banco JPMorgan em 1996, mede a perda financeira associada a um dado quantil ($1-\alpha$) da distribuição de probabilidade dos resultados. Dessa maneira, o VaR_α informa ao agente, com um grau de confiança ($1-\alpha$), qual a perda máxima a qual aquele está exposto.

Uma crítica recorrente ao VaR_α é o fato desta medida ignorar as perdas que ocorrem à esquerda do quantil ($1-\alpha$). A Figura 4-4 abaixo exemplifica um caso hipotético onde esta crítica se aplica. A figura apresenta duas distribuições de

probabilidade da Renda Líquida (R) de uma empresa, resultantes de duas possíveis decisões (A e B) tomadas por ela.

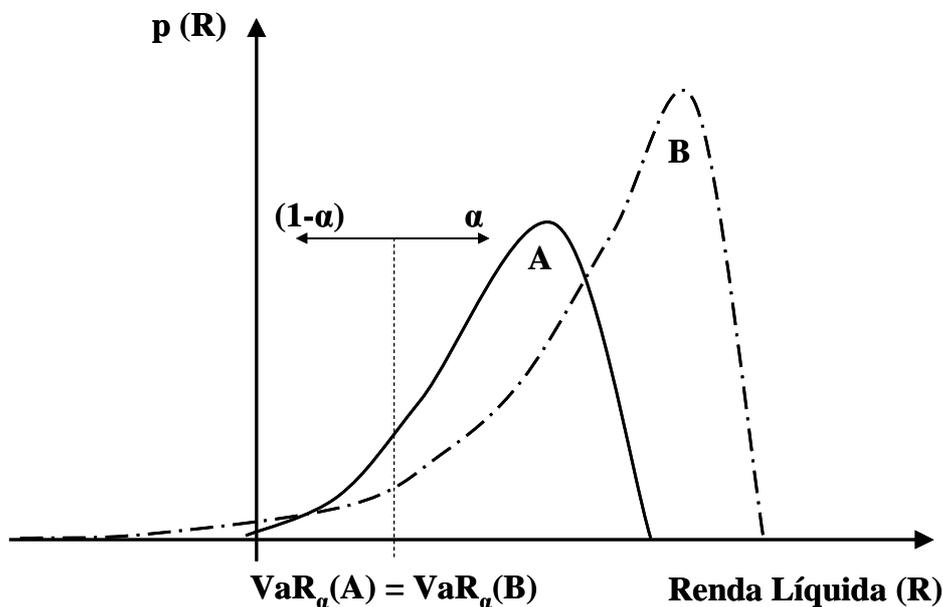


Figura 4-4 - Comparação de duas distribuições com diferentes curtoses.

Como se pode observar na figura acima, a distribuição relativa à decisão A possui menor profundidade em sua cauda inferior enquanto a distribuição referente à decisão B apresenta possibilidades de eventos de renda extremamente negativas. Neste exemplo, ambas as distribuições apresentam o mesmo Value-at-risk de $\alpha\%$, ou seja, com probabilidade de $\alpha\%$ a renda líquida nos dois casos será superior ao valor $VaR_{\alpha}(A) = VaR_{\alpha}(B)$. Porém, a distribuição B apresenta claramente um maior valor esperado que A. Desta forma, um modelo com o objetivo de maximizar o valor esperado com uma restrição de risco limitando o VaR_{α} , apontaria a opção B como solução ótima entre as duas decisões apresentadas.

No entanto, pode-se argumentar que os eventos extremos da distribuição B poderiam levar a empresa à falência e, logo, a decisão B seria mais arriscada do que A devendo ser, dessa maneira, descartada.

Adicionalmente, outra crítica feita ao uso do VaR_{α} no terreno da otimização linear estocástica é o fato de que a construção de restrições com esta medida proporciona um grande aumento de complexidade do problema, requerendo, em alguns casos, a inclusão de variáveis inteiras.

Por fim, o uso do VaR_α também é criticado pelo fato deste não atender às características aceitas de uma medida de risco coerente, podendo sua utilização como medida de risco levar a resultados e erros paradoxais, conforme apontado em [25].

Tendo em vista estas críticas à medida VaR_α , escolheu-se nesta dissertação utilizar a medida Conditional Value at Risk ($CVaR_\alpha$).

Também conhecido como “Expected Shortfall” (ES), “Tail VaR” ou “Expected Excess Loss”, o $CVaR_\alpha$ de uma variável aleatória Y é definido como o valor esperado de Y dado que este é menor do que $VaR_\alpha(Y)$. Analiticamente, podemos representá-lo da seguinte maneira:

$$CVaR_\alpha(Y) = E[Y | Y \leq VaR_\alpha(Y)]$$

Dessa maneira, o $CVaR_\alpha$ diferencia distribuições com profundidades de perdas desiguais. Essa característica, que - conforme discutido acima - é uma das principais críticas atribuídas à medida VaR_α , pode ser observada na Figura 4-5 abaixo, que utiliza o mesmo exemplo gráfico já apresentado na Figura 4-4.

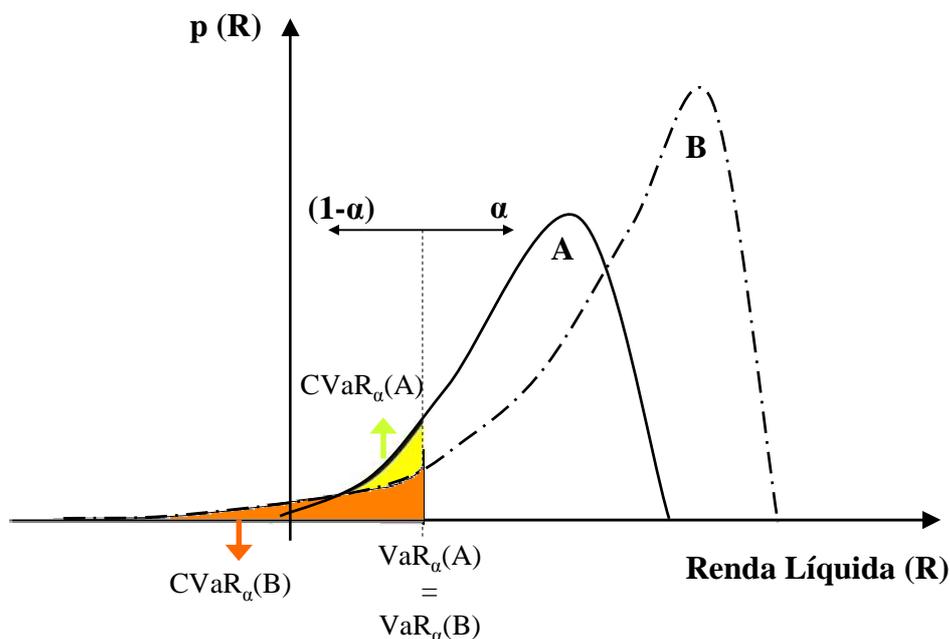


Figura 4-5 - Comparação do CVaR das duas distribuições anteriores

Ambas as distribuições (A e B) possuem mesmo valor de VaR_α . No entanto, o valor esperado dos $(1-\alpha)\%$ piores eventos de Receita Líquida é consideravelmente menor em B do que em A. Em outras palavras, o $CVaR_\alpha(B)$ é consideravelmente menor do que $CVaR_\alpha(A)$. Assim, um modelo com o objetivo

de maximizar o valor esperado com uma restrição de risco limitando o $CVaR_\alpha$ para um valor maior $CVaR_\alpha(B)$, escolheria a decisão A como ótima, ao contrário de um modelo com uma restrição de risco baseada no VaR_α (conforme visto anteriormente).

Inicialmente, o $CVaR_\alpha$ era calculado como um sub-produto do cálculo do VaR_α , sendo, conseqüentemente, dependente da implementação deste último em problemas de otimização. Posteriormente, após o trabalho publicado por R. T. Rockafellar [24], o $CVaR_\alpha$ passou a ser formulado como um problema de otimização de valor esperado sujeito a restrições lineares (graças às características de sua formulação matemática), impulsionando sua utilização frente às demais medidas de risco.

O Anexo B descreve a formulação original do $CVaR_\alpha$ através de restrições lineares apresentado em [24].

Dessa maneira, seja $R(x,\xi)$ a função da Renda Líquida do investidor que depende de um vetor de decisões x e de um parâmetro ξ que modele as incertezas (vetor aleatório). Assim se considerarmos os cenários e probabilidades $\{R_s(x), p_s\}_{s=1,\dots,S}$ que caracterizam a distribuição discreta de $R(x,\xi)$, as restrições de risco financeiro incorporadas no modelo podem ser representadas da seguinte maneira (utilizando a formulação de $CVaR_\alpha$ apresentada em [24]):

$$a + \frac{\sum_{s=1}^S u_s \cdot p_s}{1 - \alpha} \geq \eta \quad (4-7)$$

$$u_s \leq 0, \forall s=1,\dots,S \quad (4-8)$$

$$u_s \leq R_s(x) - a, \forall s=1,\dots,S \quad (4-9)$$

onde η é o limite inferior do $CVaR_\alpha$ e a é uma variável auxiliar irrestrita necessária para computação do $CVaR_\alpha$.

4.5 A função objetivo

Conforme será detalhado no próximo capítulo, a função objetivo do problema de otimização variou de acordo com o caso em estudo. Como será visto, em alguns deles a função objetivo foi maximizar o valor esperado da Receita

Liquida na CCEE. Em outros casos, escolheu-se minimizar a Potência Instalada da usina em questão.

Essas escolhas serão detalhadas no próximo capítulo, onde serão apresentados os estudos de caso.

Vale ressaltar que outras funções objetivo poderiam ser utilizadas além daquelas apresentadas nesta dissertação.

5 ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS

5.1 Caso do Proprietário de uma PCH

O primeiro caso estudado será o de um gerador proprietário de uma PCH que resolve incorporar uma Usina de Biomassa de Cana de Açúcar ao seu portfólio de ativos de geração. Serão estudados os efeitos da adição desta Usina de Biomassa ao portfólio original, especialmente sobre o processo decisório do gerador hidráulico de sazonalizar sua Garantia Física.

Foi considerado o caso hipotético de uma PCH com Potencia Instalada de 30 MW (P_{PCH}) e Garantia Física de 16,5 MWmed. Essa usina, participante do MRE, possui originalmente um contrato de venda de 95% de sua Garantia Física ao longo do ano de 2010 de maneira uniforme (i.e., $E_m^C = 15,675 \text{ MWmed} \forall m$) a um preço de 140 R\$/MWh.

Esse contrato de venda de energia resulta em uma Receita Fixa (R_{CONT}) para o gerador de aproximadamente R\$ 19 MM. Por outro lado, conforme visto anteriormente, ele insere um risco de quantidade, que pode ser quantificado pela Receita Líquida na CCEE (R^{CCEE}).

O gerador pode escolher sazonalizar sua Garantia Física de maneira a maximizar o Valor Esperado de sua Receita na CCEE restringindo o $CVaR_{95\%}$ de R^{CCEE} a um valor maior que um certo percentual negativo de sua Receita de Contrato. Dessa maneira, ele garante que o valor esperado dos 5% maiores prejuízos na CCEE não será maior que a sua Receita de Contrato.

Nesse estudo de caso em particular, escolheu-se um limite inferior para o $CVaR_{95\%}(R^{CCEE})$ igual a $-15\% * R_{CONT}$, o que resultou em um limite inferior de aproximadamente R\$ -3 MM (este limite inferior será utilizado também nos estudos de caso seguintes).

Nesta aplicação, as variáveis de decisão foram:

$x = [GF_1, GF_2, \dots, GF_{12}]^T$: o vetor com as decisões de sazonalização da Garantia Física (em MWmed) em cada mês do ano de 2010 da PCH;

a: Variável auxiliar para computação do $\text{CVaR}_{95\%}$ de R^{CCEE} .

A Receita Líquida na CCEE deste gerador, para cada cenário “s” simulado na Seção 4.1 (lembrando que $s=1, \dots, S$ e $S=2000$), pode ser modelada pela seguinte equação:

$$R_s^{\text{CCEE}} = \sum_{m=1}^{12} (\text{GSF}_{m,s} * \text{GF}_m^{\text{PCH}} - E_m^{\text{C}}) * \text{PLD}_{m,s} * h_m \quad (5-1)$$

O problema de otimização da Garantia Física pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Max}_{a,x} \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S R_s^{\text{CCEE}} \quad (5-2)$$

s.a.

$$\sum_{m=1}^{12} \text{GF}_m^{\text{PCH}} * h_m = 55\% * P^{\text{PCH}} * 8760 \text{ (MWh)} \quad (a)$$

$$\text{GF}_m^{\text{PCH}} \leq 30 \text{ (MW)}, \forall m=1, \dots, 12 \quad (b)$$

$$\text{GF}_m^{\text{PCH}} \geq 0, \forall m=1, \dots, 12 \quad (c)$$

$$a + \frac{\sum_{s=1}^S u_s p_s}{1 - \alpha} \geq -3.000.000 \text{ (R\$)} \quad (d)$$

$$u_s \leq 0, \forall s=1, \dots, S \quad (e)$$

$$u_s \leq R_s^{\text{CCEE}}(x) - a, \forall s=1, \dots, S \quad (f)$$

A solução deste problema é apresentada na Figura 5-1 a seguir.

Uma análise do resultado mostra que a PCH buscou alocar praticamente toda sua Garantia Física nos meses secos, quando o PLD tende a ser maior e a energia gerada pela PCH tende a ser menor. A PCH buscou alocar o máximo montante possível de energia nos meses de Abril a Junho e Agosto a Outubro. Nesses meses, a Garantia Física alocada foi igual a aproximadamente 180% da Garantia Física média anual, valor que corresponde a Potência Instalada da usina (que é o limite superior de alocação em cada mês). Como a Garantia Física média anual corresponde a 55% da Potencia Instalada, a Potencia Instalada corresponde a $1/55\% = 180\%$ da Garantia Física média anual.

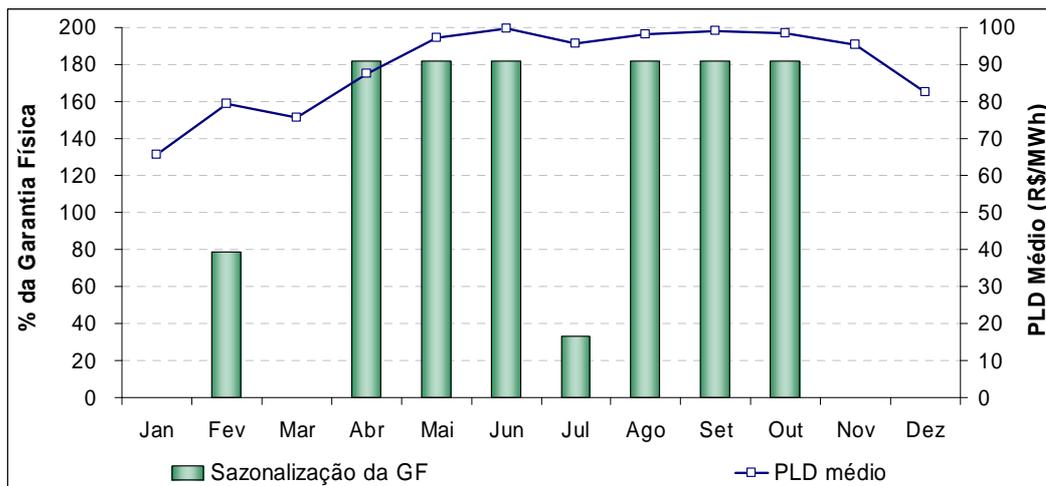


Figura 5-1 – Sazonalização da GF da PCH

O gráfico a seguir mostra a distribuição de probabilidade acumulada da Receita Líquida na CCEE desta PCH:

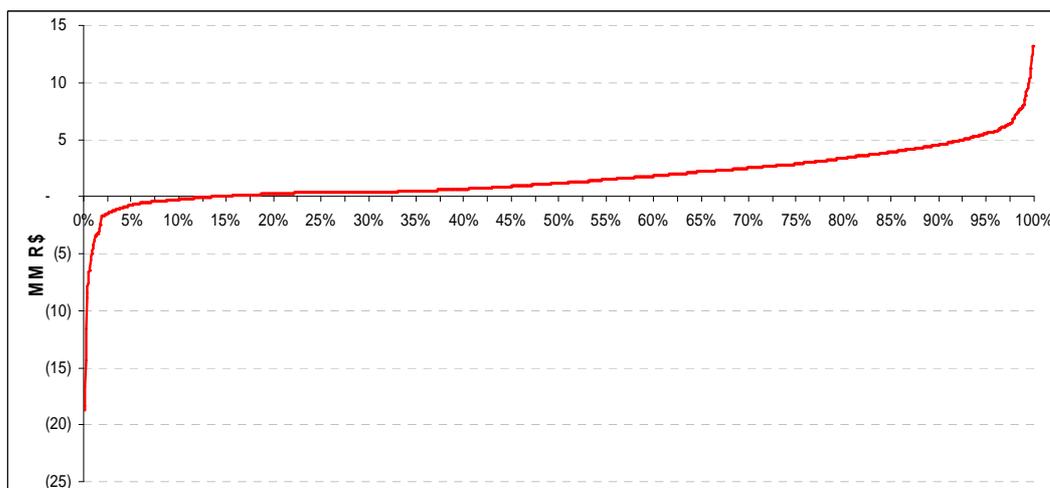


Figura 5-2 – Distribuição da Receita Líquida da PCH

O Valor Esperado da Receita na CCEE foi R\$ 1,66 MM e o $CVaR_{95\%}$ desta Receita na CCEE foi R\$ -3 MM.

Em seguida foi simulado o caso em que este proprietário da PCH adquire uma Usina movida a Biomassa de Cana de Açúcar. Para simplificar a análise, não foi considerado o custo de aquisição desta Usina. Dessa maneira, procurou-se

focar nos possíveis ganhos consequentes da combinação desta Usina a Biomassa com a PCH.

Foi simulada a combinação em um mesmo portfólio da PCH anterior com uma Usina movida a Biomassa de Cana de Açúcar com 30 MW de Potencia Instalada (P_{BIO}), Garantia Física de 16,7 MWmed e perfil de geração (G^{BIO}) igual ao apresentado na seção 4.2.2.

Foi considerado que a Garantia Física adicional da inserção da Usina Biomassa do portfólio (16,7 MWmed) é toda vendida em um contrato uniforme ao mesmo preço anterior de 140 R\$/MWh. Dessa maneira, o portfólio PCH + Biomassa fica com uma lastro físico total de 33,2 MWmed, dos quais 32,375 MWmed são negociados de maneira uniforme (i.e., $E_m^C = 32,375 \text{ MWmed} \forall m$) a 140 R\$/MWh resultando em uma Receita total de Contrato de aproximadamente R\$ 40 MM.

Mesmo com o aumento da Receita do Contrato, o limite inferior do $CVaR_{95\%}(R^{CCEE})$ foi mantido em R\$ -3 MM (equivalente a aproximadamente 7,5% da Receita total de contrato do portfólio).

Assim, neste caso, a Receita Líquida na CCEE deste portfólio poderia ser computada através da seguinte fórmula:

$$R_s^{CCEE} = \sum_{m=1}^{12} (GSF_{m,s} * GF_m^{PCH} + G_m^{BIO} * P_{BIO} - E_m^C) * PLD_{m,s} * h_m \quad (5-3)$$

Desta maneira, o modelo de otimização apresentado em (5-2) foi novamente simulado, agora levando em consideração o portfolio PCH + Biomassa (i.e, a Receita Líquida na CCEE foi modelada de acordo com a equação (5-3)).

Com isso, a solução otimizada da sazonalização da Garantia Física da PCH foi a seguinte:

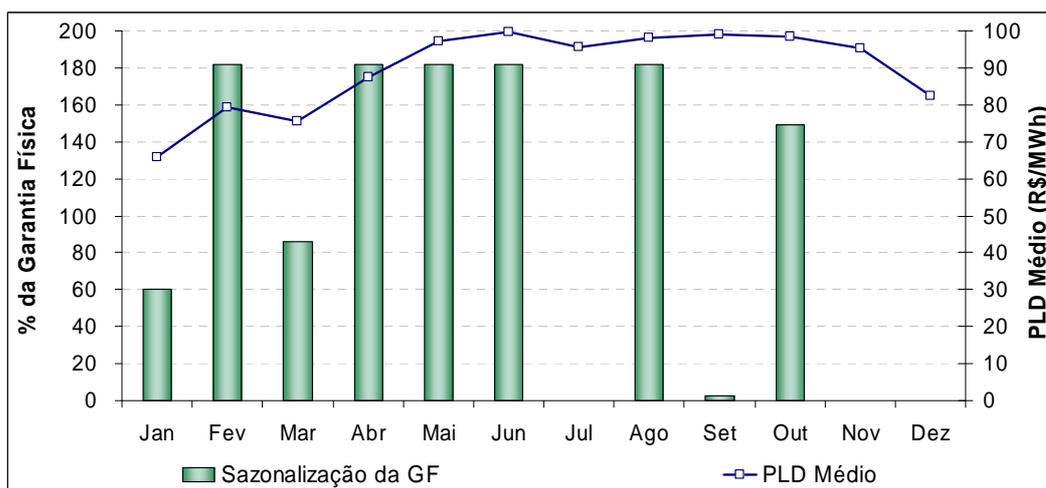


Figura 5-3 - Sazonalização da GF da PCH

Comparando o resultado da sazonalização da Garantia Física de uma PCH inserida em um portfólio PCH + Biomassa (Figura 5-3) com a sazonalização da Garantia Física de uma PCH operando individualmente (Figura 5-1) percebe-se que a inserção da Biomassa fez com que a PCH mudasse sua estratégia ótima de alocação da Garantia Física.

No primeiro caso, quando a PCH comercializava sua energia individualmente, ela tendia a alocar grande parte de sua Garantia Física nos meses secos do ano, já que nestes meses a geração de energia da PCH tende a ser menor e o valor do PLD a ser maior, resultando em um maior risco de preço-quantidade para a PCH.

Com a entrada no portfólio da Usina de Biomassa, esta garantiu uma geração de energia fixa nos meses secos do ano em que a PCH tende a ter uma menor geração de energia. Com isso, a PCH pode alocar menos energia em meses como Julho, Setembro e Outubro e mais energia em meses como Janeiro, Fevereiro e Março.

O gráfico a seguir mostra a distribuição de probabilidade acumulada da Receita Líquida na CCEE deste portfólio PCH + Biomassa (em comparação com a distribuição do caso anterior):

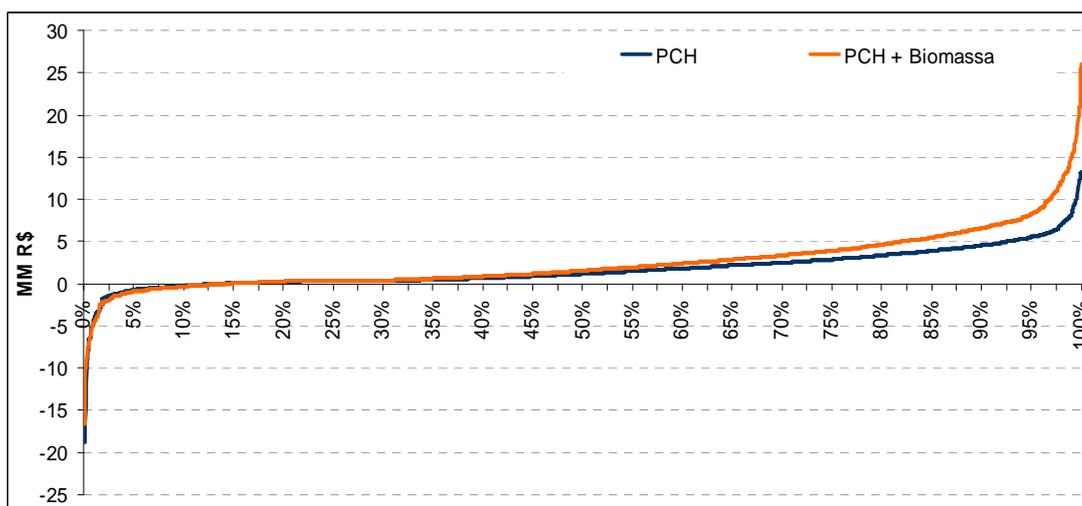


Figura 5-4 - Distribuição da Receita Líquida do portfólio PCH + Biomassa

O Valor Esperado da Receita na CCEE deste portfólio foi R\$ 2,45 MM (47% maior que o resultado no caso da PCH operando individualmente) e o $CVaR_{95\%}$ desta Receita na CCEE foi R\$ -3 MM.

A tabela a seguir apresenta alguns dados do problema resolvido nesta seção.

Tabela 5-1 – Dados do Problema - Estudo de Caso 1

	Valores
Versão do XPRESS®	2008A.1
Dados de Entrada	PMO Junho 2009
Número de Séries (S)	2000
Período Simulado no Problema	Janeiro 2010 a Dezembro de 2010
Número de Linhas (restrições)	6039
Número de Colunas (variáveis)	4014
Elementos diferentes de zero da matriz	38069
Tempo consumido	0,4 segundos

5.2 Caso do Proprietário de uma Usina Biomassa

O segundo caso estudado foi o de um gerador proprietário de uma Usina de Biomassa de Cana de Açúcar na região Sudeste com as mesmas características da

usina apresentada na Seção 3.3.2 que pretende comercializar sua Energia através de contratos para Consumidores Livres.

Conforme discutido no Capítulo 2 deste trabalho, é interessante para os geradores do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro assinar contratos de energia de médio/longo prazo com os consumidores para dessa maneira se protegerem da alta probabilidade de ocorrência de “preços spot” muito baixos. Assim, como os contratos são a fonte primária de receita para o Gerador, este busca sempre contratar o maior montante de energia possível de sua energia (regulatoriamente, o maior montante que ele pode contratar é igual a sua Garantia Física).

Por outro lado, no caso das Usinas de Biomassa, devido ao caráter sazonal do perfil de geração desse tipo de usina (como ilustrado na Figura 3-7), a celebração de contratos padrão no ACL pode resultar em enormes prejuízos ao gerador. Isso porque esses contratos no ACL são geralmente contratos com perfil uniforme (mesma quantidade de MWmed em todos os meses de duração do contrato) onde a obrigação de entregar o montante de energia contratada é do gerador. Logo, nos meses fora de safra (quando a geração de energia da usina é nula), o gerador terá “comprar” o montante de energia do contrato no “mercado spot” (i.e., na CCEE) para assim honrar seu compromisso, ficando exposto, dessa maneira, à alta volatilidade do PLD.

Nesse contexto, utilizando os 2000 cenários de PLDs no ano de 2010 resultantes da simulação hidrotérmica mencionada na Seção 4.1, pode-se construir a distribuição de probabilidade da Receita Líquida na CCEE deste gerador quando ele celebra um contrato no montante igual a sua Garantia Física (i.e., $E_m^C = 16,7$ MWmed $\forall m$) e desta maneira quantificar a exposição ao PLD deste gerador nestas condições.

Conforme mencionado anteriormente, a Receita Líquida Anual na CCEE deste gerador a Biomassa pode ser modelada pela seguinte equação:

$$R_s^{CCEE} = \sum_{m=1}^{12} (G_m^{BIO} * P_{BIO} - E_m^C) * PLD_{m,s} * h_m \quad (5-4)$$

Computando R^{CCEE} em 2010 para cada um dos cenários gerados, pode-se construir a seguinte distribuição de probabilidade de R^{CCEE} :

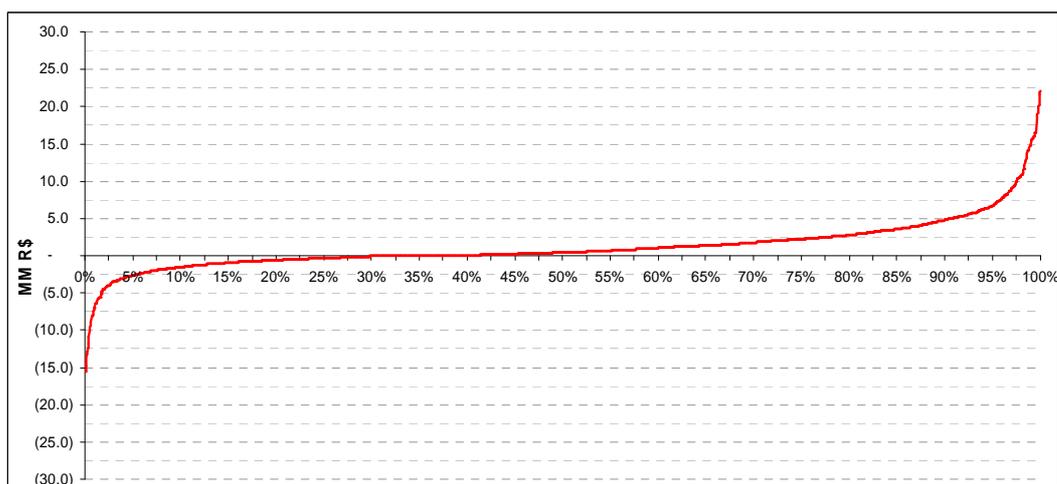


Figura 5-5 - Distribuição da Receita Líquida do gerador Biomassa

O $CVaR_{95\%}$ desta distribuição é igual a R\$ -5,1MM. Isso significa que o prejuízo esperado na CCEE nos piores 5% cenários é de aproximadamente R\$ 5 MM, valor que pode ser considerado alto pelo gerador, levando-o a buscar estratégias alternativas para diminuir esse prejuízo esperado.

Uma possível estratégia para se proteger desse risco seria o gerador contratar um menor percentual de sua Garantia Física. Isso resultará em um menor prejuízo nos meses fora de safra, mas por outro lado, acarretará em uma menor receita de contrato (que pode se mostrar pouco atrativo financeiramente).

Supondo que o gerador considere $CVaR_{95\%}(R^{CCEE}) = R\$ -3 \text{ MM}$ uma exposição aceitável, pode-se, utilizando um método numérico (como o Método de Newton), encontrar facilmente o percentual de contratação da Garantia Física dessa Usina a Biomassa que resulte neste valor de $CVaR_{95\%}(R^{CCEE})$.

Seguindo este raciocínio, foi calculado que um percentual de contratação de aproximadamente 87,8% da Garantia Física dessa Usina resultaria em um $CVaR_{95\%}(R^{CCEE})$ igual a R\$ -3 MM.

Outra possível estratégia para se proteger desse risco sem abrir mão do seu montante original contratável seria combinar com esta Usina Biomassa, em um mesmo portfólio, uma PCH, de maneira a se aproveitar da característica complementar entre essas duas fontes de geração. O Gerador Biomassa estabelecerá um contrato no qual, em troca de um pagamento fixo ao proprietário da PCH, toda a energia gerada por esta última seria entregue ao Gerador

Biomassa. Repare que neste caso, este último estaria assumindo os riscos da geração hidráulica.

Aqui será utilizado um enfoque ligeiramente diferente daquele utilizado no Estudo de Caso 5.1.

Naquele caso, procurava-se estudar o impacto sobre a Receita Líquida Média na CCEE da combinação de uma PCH de tamanho fixo com uma Biomassa de tamanho fixo.

Neste caso, a idéia é que o gerador Biomassa deseja ser capaz de negociar toda sua Garantia Física, mas mantendo um nível de risco aceitável. Foi mostrado que caso ele negocie toda sua Garantia Física, o risco pode ser maior do que ele considera aceitável. Caso ele diminua o montante contratado, ele consegue manter o risco dentro de um limite aceitável, mas abre mão da receita fixa do contrato. Assim, o objetivo neste caso seria encontrar a menor PCH que, combinada em um mesmo portfólio com a Usina Biomassa, resultaria em um $CVaR_{95\%}(R^{CCEE}) = R\$ -3 \text{ MM}$ mesmo com a Biomassa contratando toda sua Garantia Física.

Ou seja, a PCH funcionaria como um “seguro” para o gerador Biomassa. E, em troca, este pagaria à PCH um valor fixo, que pode ser entendido como o “prêmio” do “seguro”.

Dessa maneira, é de interesse do Gerador Biomassa contratar o “seguro” (i.e., a PCH) mais “barato” possível (i.e., a menor PCH possível). Por este motivo, a função objetivo neste caso será a minimização da Potencia Instalada da PCH contratada.

Neste estudo, foi considerado que a PCH a ser contratada tem uma Garantia Física igual a 55% de sua Potencia Efetiva e que ela é participante do MRE. Inicialmente, foi considerado que a sazonalização da Garantia Física desta PCH é uniforme (i.e. $GF_m^{PCH} = GF^{PCH} = 55\% * P^{PCH} \forall m$).

Assim, utilizando os cenários de PLDs e de geração hidráulica no ano de 2010 resultantes da simulação hidrotérmica mencionada na Seção 4.1, pode-se modelar a Receita Líquida na CCEE deste portfólio Biomassa + PCH pela seguinte equação:

$$R_s^{CCEE} = \sum_{m=1}^{12} (GSF_{m,s} * GF_m^{PCH} + G_m^{BIO} * P_{BIO} - E_m^C) * PLD_{m,s} * h_m \quad (5-5)$$

Onde, E_m^C é montante de Energia Contratada (em MWmed) em cada mês do ano, que neste caso é igual à Garantia Física da Usina Biomassa ($GF^{BIO} = 16,7$ MWmed).

As variáveis de decisão nesta aplicação foram:

P_{PCH} : A Potência Instalada da PCH a ser contratada pelo Gerador Biomassa;

a : Variável auxiliar para computação do $CVaR_{95\%}$ de R^{CCEE} .

Assim foi formulado o seguinte PL para encontrar a menor PCH (ou seja, minimizar a Potencia Efetiva da PCH - P_{PCH}) que mantém o $CVaR_{95\%}(R^{CCEE}) = R\$ -3$ MM mesmo com a Biomassa contratando toda sua Garantia Física.

$$\text{Min}_{a, P_{PCH}} P_{PCH} \quad (5-6)$$

s.a.

$$a + \frac{\sum_{s=1}^S u_s p_s}{1 - \alpha} \geq -3.000.000 \text{ (R\$)} \quad (a)$$

$$u_s \leq 0, \forall s=1, \dots, S \quad (b)$$

$$u_s \leq R_s^{CCEE}(x) - a, \forall s=1, \dots, S \quad (c)$$

Como solução deste PL, foi encontrada uma PCH de Potencia Efetiva igual a 3,5 MW e Garantia Física igual a 1,95 MWmed (55% da Potencia Efetiva).

Analisando o resultado, vemos que a combinação da PCH com a Biomassa gerou um portfólio com aproximadamente 18,66 MWmed de Garantia Física (16,7 MWmed da Usina de Biomassa somados a 1,95 MWmed da PCH). Desse total, 16,7 MWmed (a Garantia Física da Usina Biomassa) foram alocados em um contrato de venda de energia. Ou seja, 89,5% da Garantia Física deste portfólio foi contratada mantendo um $CVaR_{95\%}(R^{CCEE}) = R\$ -3$ MM (contra 87,8% no caso da Usina Biomassa operando individualmente).

Dessa maneira, a inclusão da PCH no portfólio resultou em um ganho no montante de energia vendido (o que por sua vez representa uma maior fonte de receita para o Gerador Biomassa). Enquanto o Gerador Biomassa estava comercializando sua energia de maneira individual, ele precisava deixar 2,03 MWmed descontratados para conseguir uma exposição financeira aceitável. No

entanto, ao se combinar com uma PCH de apenas 1,95 MWmed, ele conseguiu contratar esses 2,03 MWmed que antes estavam descontratados (o que representou um ganho líquido de 0,08 MWmed) e manter seu risco financeiro dentro de um limite aceitável.

No entanto, conforme mencionado, essa análise foi feita sem levar em consideração a sazonalização da Garantia Física da PCH. Caso o Gerador Biomassa, ao contratar a toda a energia da PCH (assumindo os riscos da geração hidráulica), pudesse sazonalizar a Garantia Física desta PCH levando em consideração que ela faria parte deste portfólio Biomassa + PCH, ele poderia ter ganhos ainda maiores (ou seja, ele poderia contratar uma PCH ainda menor).

Para testar essa hipótese foi utilizado o modelo de sazonalização da Energia Assegurada do Capítulo anterior, aplicando a mesma idéia apresentada no último exercício (minimização de P^{PCH}).

Dessa maneira, as variáveis de decisão nesta aplicação foram:

$x = [GF_1, GF_2, \dots, GF_{12}]^T$: o vetor com as decisões de sazonalização da Garantia Física (em MWmed) em cada mês do ano de 2010 da PCH a ser contratada;

P_{PCH} : A Potência Instalada da PCH a ser contratada pelo Gerador Biomassa;
 a : Variável auxiliar para computação do CVaR_{95%} de R^{CCEE} .

A equação da Receita Líquida no CCEE é a mesma do exercício anterior:

$$R_s^{CCEE} = \sum_{m=1}^{12} (GSF_{m,s} * GF_m^{PCH} + G_m^{BIO} * P_{BIO} - E_m^C) * PLD_{m,s} * h_m \quad (5-7)$$

Onde, E_m^C é o montante de Energia Contratada (em MWmed) em cada mês do ano, que neste caso é, novamente, igual à Garantia Física da Usina Biomassa ($GF^{BIO} = 16,7$ MWmed).

O problema de otimização pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Min}_{x,a,P_{PCH}} P_{PCH} \quad (5-8)$$

s.a.

$$\sum_{m=1}^{12} GF_m^{PCH} * h_m = P_{PCH} * 55\% * 8760 \text{ (MWh)} \quad (a)$$

$$GF_m^{PCH} \leq P_{PCH} \text{ (MW)}, \forall m=1,\dots,12 \quad (b)$$

$$GF_m^{PCH} \geq 0, \forall m=1,\dots,12 \quad (c)$$

$$a + \frac{\sum u_s p_s}{1 - \alpha} \geq -3.000.000 \text{ (R\$)} \quad (d)$$

$$u_s \leq 0, \forall s=1,\dots,S \quad (e)$$

$$u_s \leq R_s^{CCEE} (x) - a, \forall s=1,\dots,S \quad (f)$$

Como solução deste PL foi encontrada uma PCH de Potencia Efetiva igual a 2,66 MW e Garantia Física igual a 1,46 MWmed (55% da Potencia Efetiva).

Analisando este resultado, vemos que, valendo-se da flexibilidade de poder sazonalizar a Garantia Física da PCH, a combinação da PCH com a Biomassa gerou um portfólio com aproximadamente 18,18 MWmed de Garantia Física (16,7 MWmed da Usina de Biomassa somados a 1,46 MWmed da PCH). Desse total, 16,7 MWmed (a Garantia Física da Usina Biomassa) foram alocados em um contrato de venda de energia. Ou seja, 91,9% da Garantia Física deste portfólio foi contratada mantendo um $CVaR_{95\%}(R^{CCEE}) = R\$ -3 \text{ MM}$ (ou seja, um percentual ainda maior que os 89,5% do caso com sazonalização uniforme).

Novamente, a inclusão desta PCH com sazonalização otimizada no portfólio resultou em um ganho ainda maior no montante de energia vendido (i.e., maior fonte de receita para o Gerador Biomassa). Enquanto o Gerador Biomassa estava comercializando sua energia de maneira individual, ele precisava deixar 2,03 MWmed descontratados para conseguir uma exposição financeira aceitável. No entanto, ao se combinar com esta PCH de 1,47 MWmed com sazonalização otimizada, ele conseguiu contratar os 2,03 MWmed antes descontratados e manter seu risco financeiro dentro de um limite aceitável.

A solução otimizada da sazonalização da Garantia Física da PCH foi a seguinte:

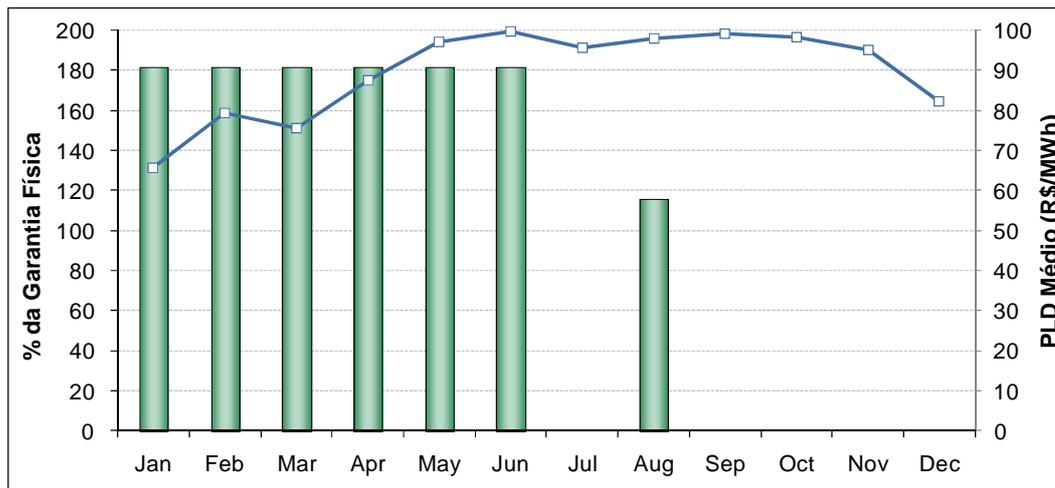


Figura 5-6 - Sazonalização da GF da PCH

Analisando a sazonalização encontrada pode-se reparar que a PCH alocou praticamente toda sua Garantia Física no primeiro semestre do começo do ano, período em que a geração de energia da Usina Biomassa é nula, de maneira a cobrir esse déficit. Isso permitiu não só à Biomassa contratar toda sua Garantia Física mantendo um nível de risco financeiro aceitável, mas também que ela pudesse contratar uma PCH ainda menor do que no caso uniforme.

O gráfico a seguir mostra a distribuição de probabilidade acumulada da Receita Líquida na CCEE deste portfólio PCH + Biomassa:

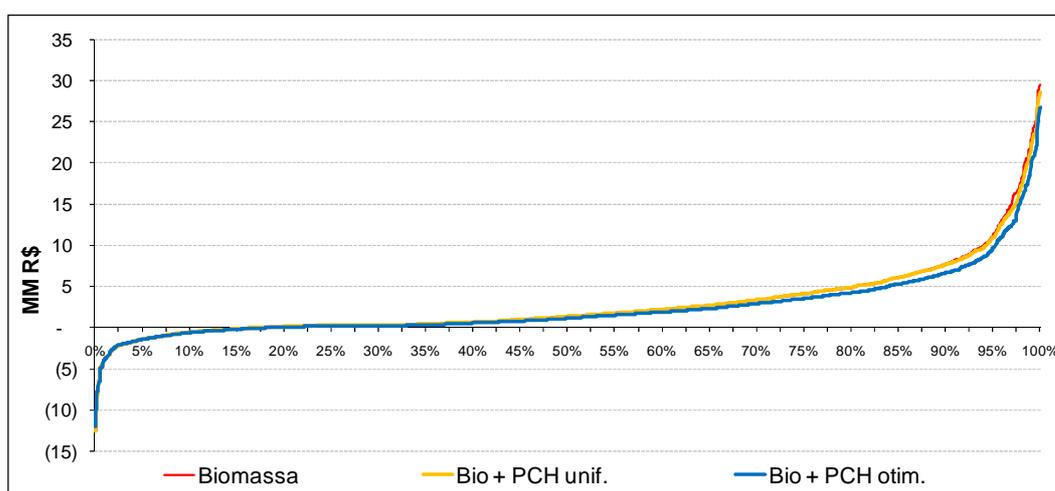


Figura 5-7 – Distribuição da Receita Líquida do portfólio PCH + Biomassa

A tabela a seguir compara os resultados encontrados neste estudo de caso nas três opções analisadas:

Tabela 5-2 – Resultados Estudo de Caso 2

	GF Bio (MWmed)	GF PCH (MWmed)	Energia Contratada (MWmed)	% da GF Total Contratada	CVaR_{95%} (R^{CCEE}) (MMR\$)
Biomassa (contratação total)	16,70	0,00	16,70	100,0%	-5,13
Biomassa (contratação parcial)	16,70	0,00	14,67	87,8%	-3,00
Bio + PCH (sazonalização uniforme)	16,70	1,95	16,70	89,5%	-3,00
Bio + PCH (sazonalização otimizada)	16,70	1,47	16,70	91,9%	-3,00

A tabela a seguir apresenta alguns dados do problema resolvido nesta seção.

Tabela 5-3 – Dados do Problema - Estudo de Caso 2

	Valores
Versão do XPRESS®	2008A.1
Dados de Entrada	PMO Junho 2009
Número de Séries (S)	2000
Período Simulado no Problema	Janeiro 2010 a Dezembro de 2010
Número de Linhas (restrições)	6015
Número de Colunas (variáveis)	4014
Elementos diferentes de zero da matriz	36039
Tempo consumido	0,5 segundos

5.3 Caso da Comercializadora

O terceiro caso estudado foi o de uma comercializadora de energia que pretende vender uma montante firme de energia de fonte renovável para um Consumidor Especial. Neste contexto, a comercializadora deve decidir de quais fontes irá comprar essa energia para então revendê-la de maneira firme para o consumidor especial.

Estudos similares já foram apresentados em trabalhos anteriores como [4] e [26].

Nesta dissertação, no entanto, o assunto será estendido dentro do contexto da sazonalização da Garantia Física da PCH cuja energia a comercializadora está comprando. Será mostrado que a comercializadora pode ter melhores resultados caso ela sazonalize a Garantia Física da PCH levando em consideração a possível inserção desta em um portfólio PCH + Biomassa.

Uma comercializadora de energia é uma empresa que, ao contrário das empresas geradoras, não possui ativos físicos de geração (Usinas Geradoras). No entanto, elas têm autorização do órgão regulador (ANEEL) para vender energia para Consumidores Livres através de contratos no ACL. Para tanto, essas comercializadoras devem estabelecer, com geradores ou até mesmo com outras comercializadoras, contratos de compra de energia em montantes iguais ou superiores ao montante vendido.

No caso específico de energia incentivada, a comercializadora pode vender contratos de energia incentivada, desde que estes contratos estejam lastreados por contratos de compra de energia de origem de fontes de energia alternativa.

Será estudado o seguinte caso hipotético: um Consumidor Livre está interessado em adquirir 16,5 MWmed de Energia de Fontes Renováveis durante todo o ano de 2010 através de um contrato de fornecimento firme de energia. Isto significa que o vendedor de energia terá a obrigação em todos os meses de duração do contrato de entregar os 16,5 MWmed de energia.

Conforme comentado anteriormente, os geradores PCH e Biomassa, devido ao caráter sazonal e incerto de sua geração, muitas vezes hesitam em se comprometer em contratos de fornecimento de energia firme no ACL devido à exposição ao PLD que estes contratos podem trazer.

Neste contexto, uma comercializadora de energia pode tirar proveito dessa situação e intermediar essa transação através de um modelo diferente de negociação.

Como os geradores hesitam em fornecer contratos de fornecimento firme de energia, a comercializadora pode comprar o lastro e capacidade dessas usinas em troca de um pagamento fixo (não importando o montante de energia gerada). Toda a energia gerada pelas usinas seria, nesse caso, entregue a comercializadora. Esta, por sua vez, venderia ao consumidor livre a energia incentivada de maneira firme.

Repare que neste modelo de negociação a comercializadora assume todo o risco de exposição ao PLD. A idéia aqui é que a comercializadora pode comprar a

capacidade de diferentes usinas, combinando as características sazonalmente complementares de PCHs e Biomassas, de maneira a mitigar o risco de geração individual dessas usinas.

Logo a comercializadora deve decidir qual será a composição do seu portfólio de compra de energia de fontes alternativas (i.e., qual percentual será de origem de PCHs e qual percentual será de origem de Biomassas) de maneira a minimizar a sua exposição ao PLD. Além disso, caso ela contrate capacidade de PCHs, a comercializadora pode também sazonalizar a Garantia Física das PCHs com o mesmo objetivo.

O modelo de sazonalização da Garantia Física de uma PCH foi então aplicado para o caso de uma comercializadora que precisa decidir qual a composição de seu portfólio PCH + Biomassa que maximiza o valor esperado da Receita Líquida na CCEE mantendo o risco de exposições negativas ao PLD (i.e., o $CVaR_{95\%}$ de R^{CCEE}) dentro de um limite aceitável.

Nesta aplicação, as variáveis de decisão foram:

$x = [GF_1, GF_2, \dots, GF_{12}]^T$: o vetor com as decisões de sazonalização da Garantia Física (em MWmed) em cada mês do ano de 2010 da PCH a ser contratada;

P_{PCH} : A Potência Instalada da PCH a ser contratada pela comercializadora;

P_{BIO} : A Potência Instalada da Biomassa a ser contratada pela comercializadora;

a : Variável auxiliar para computação do $CVaR_{95\%}$ de R^{CCEE} .

A Receita Líquida Anual na CCEE da comercializadora pode ser modelada pela seguinte equação:

$$R_s^{CCEE} = \sum_{m=1}^{12} (GSF_{m,s} * GF_m^{PCH} + G_m^{BIO} * P_{BIO} - E_m^C) * PLD_{m,s} * h_m \quad (5-9)$$

Inicialmente, para efeito de comparação, foi considerado que a PCH a ser contratada tem a sazonalização de sua Garantia Física uniforme (i.e., mesmo valor alocado em todos os meses do ano). Para isso, foi incluída a restrição adicional (5-10h) no problema impondo que, em todos os meses do ano a Garantia Física Mensal alocada deve ser igual à Garantia Física Anual da Usina (i.e., 55% da Potencia Instalada da PCH).

Além disso, foi incluída a restrição (5-10g) impondo que a soma das Energias Asseguradas das PCHs (que corresponde a 55% de P_{PCH}) e Biomassas (que corresponde a 55,7% de P_{BIO}) contratadas deve ser igual ao montante do contrato de venda de energia Incentivada para o Consumidor Especial (i.e., 16,5 MWmed).

O problema de otimização pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Max}_{x, P_{PCH}, P_{BIO}, a} \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S R_s^{CCEE} \quad (5-10)$$

s.a.

$$\sum_{m=1}^{12} GF_m^{PCH} * h_m = P_{PCH} * 55\% * 8760 \text{ (MWh)} \quad (a)$$

$$GF_m^{PCH} \leq P_{PCH} \text{ (MW)}, \forall m=1, \dots, 12 \quad (b)$$

$$GF_m^{PCH} \geq 0, \forall m=1, \dots, 12 \quad (c)$$

$$a + \frac{\sum_s u_s p_s}{1 - \alpha} \geq -3.000.000 \text{ (R\$)} \quad (d)$$

$$u_s \leq 0, \forall s=1, \dots, S \quad (e)$$

$$u_s \leq R_s^{CCEE}(x) - a, \forall s=1, \dots, S \quad (f)$$

$$55\% * P_{PCH} + 55,7\% * P_{BIO} = 16,5 \text{ (MWmed)} \quad (g)$$

$$GF_m^{PCH} = 55\% * P_{PCH} \text{ (MWmed)}, \forall m=1, \dots, 12 \quad (h)$$

A Tabela 5-4 abaixo mostra a composição do portfólio Biomassa + PCH da comercializadora quando a sazonalização da Garantia Física da PCH é uniforme.

Tabela 5-4 – Portfólio Biomassa + PCH (Sazonalização da GF uniforme)

	Potencia Instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)	Garantia Física (% GF Total do Portfólio)
PCH	12,84	7,06	42,8%
Biomassa	16,94	9,44	57,2%
Total	29,78	16,50	100%

O gráfico abaixo mostra a sazonalização da Garantia Física da PCH neste caso.

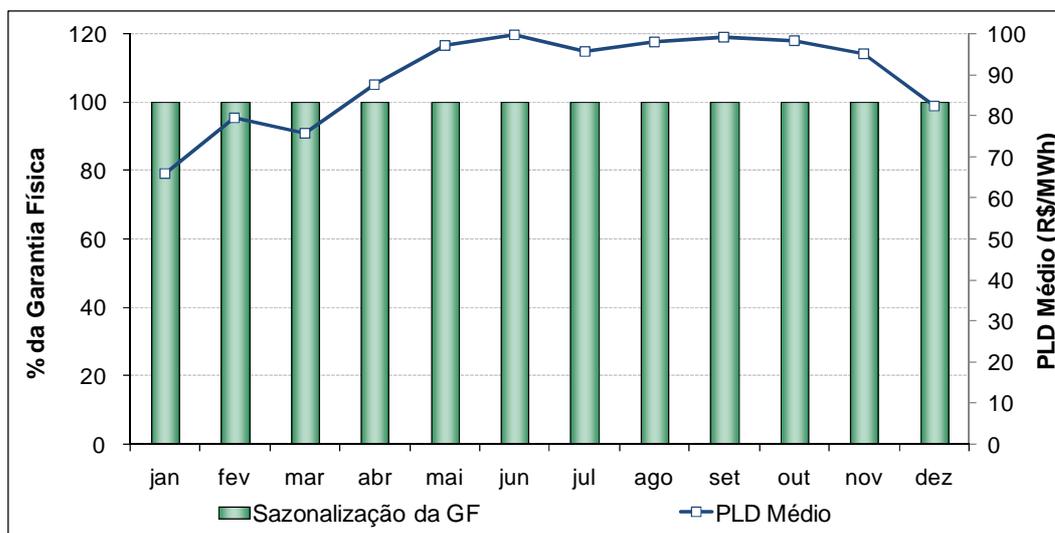


Figura 5-8 – Sazonalização da GF da PCH

O gráfico a seguir mostra a distribuição de probabilidade acumulada da Receita Líquida na CCEE deste portfólio PCH + Biomassa da comercializadora:

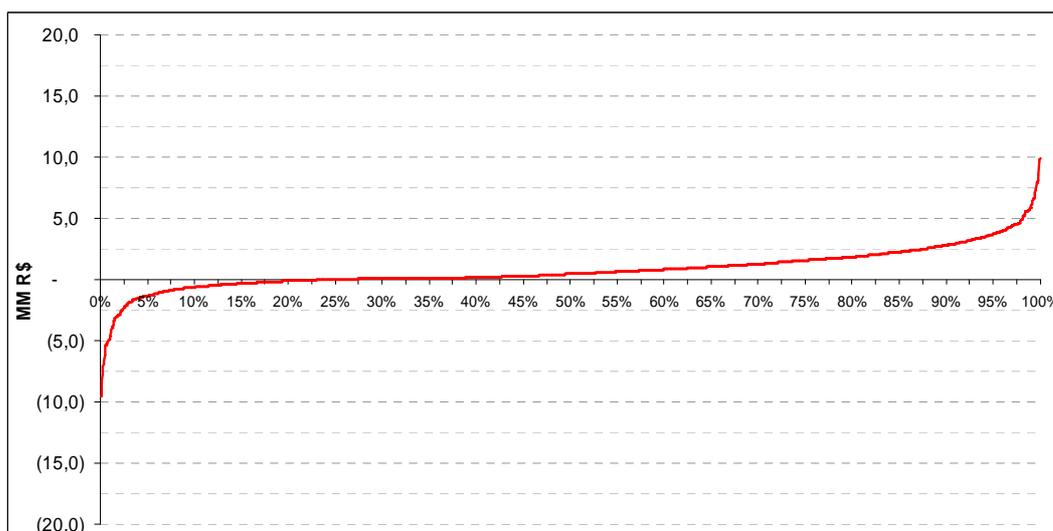


Figura 5-9 - Distribuição da Receita Líquida do portfólio PCH + Biomassa

O Valor Esperado da Receita na CCEE deste portfólio foi R\$ 0,78 MM e o CVaR_{95%} desta Receita na CCEE foi R\$ -3 MM.

Em seguida, foi feita a mesma otimização do portfólio PCH + Biomassa, mas agora otimizando também a sazonalização da Garantia Física da PCH.

Para isso, a restrição (5-10h) impondo que, em todos os meses do ano a Garantia Física Mensal alocada deve ser igual à Garantia Física Anual da Usina foi eliminada do PL (5-10).

A Tabela 5-5 abaixo mostra a composição do portfólio Biomassa + PCH da comercializadora quando a sazonalização da Garantia Física da PCH é otimizada.

Tabela 5-5 – Portfólio Biomassa + PCH (Sazonalização da GF otimizada)

	Potencia Instalada (MW)	Garantia Física (Mwmed)	Garantia Física (% GF Total do Portfólio)
PCH	11,05	6,07	36,8%
Biomassa	18,72	10,43	63,2%
Total	29,76	16,50	100%

O gráfico abaixo mostra a sazonalização otimizada da Garantia Física da PCH.

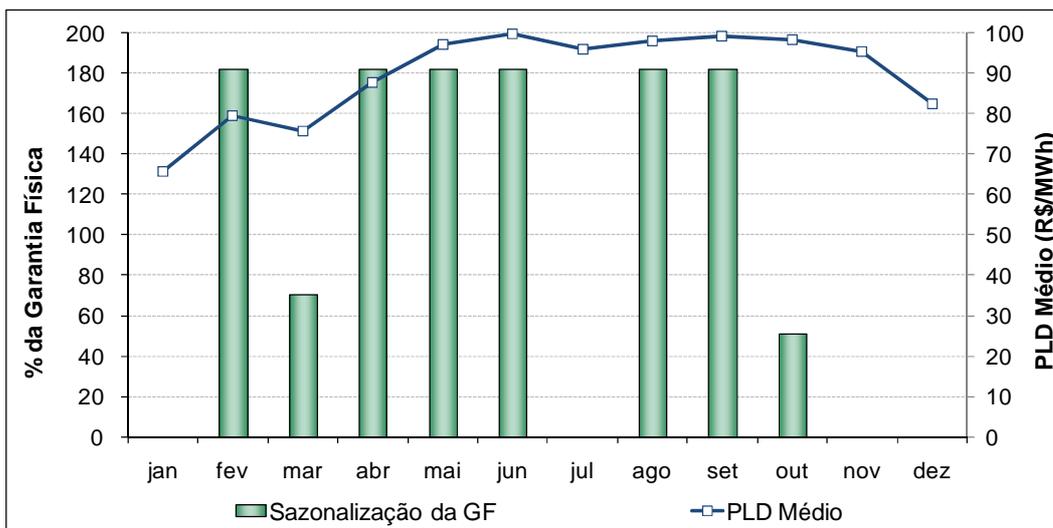


Figura 5-10 – Sazonalização da GF da PCH

O gráfico a seguir mostra a distribuição de probabilidade acumulada da Receita Líquida na CCEE deste portfólio PCH + Biomassa da comercializadora:

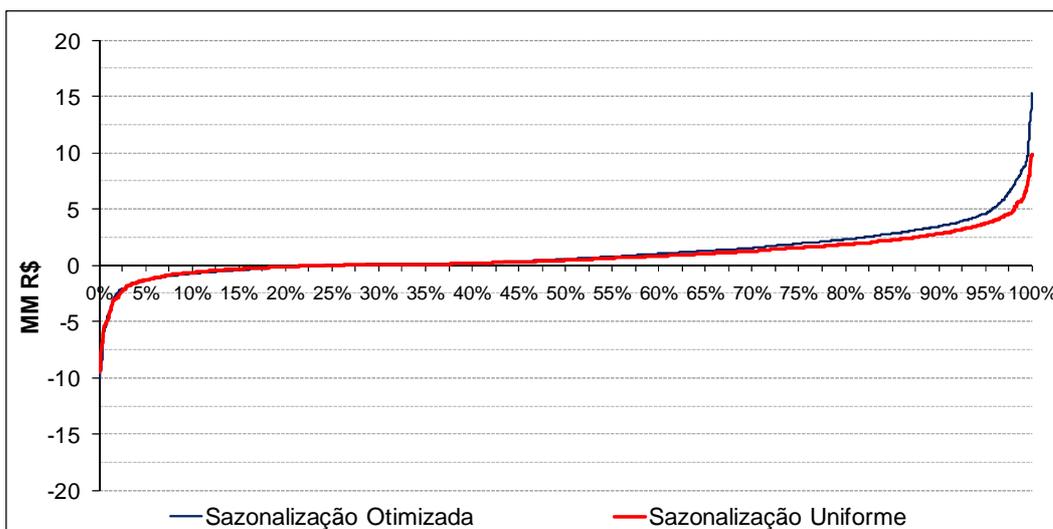


Figura 5-11 - Distribuição da Receita Líquida do portfólio PCH + Biomassa

O Valor Esperado da Receita na CCEE deste portfólio foi R\$ 1,04 MM e o CVaR_{95%} desta Receita na CCEE foi R\$ -3 MM.

A tabela a seguir apresenta alguns dados do problema resolvido nesta seção.

Tabela 5-6 – Dados do Problema - Estudo de Caso 3

	Valores
Versão do XPRESS®	2008A.1

Dados de Entrada	PMO Junho 2009
Número de Séries (S)	2000
Período Simulado no Problema	Janeiro 2010 a Dezembro de 2010
Número de Linhas (restrições)	6015
Número de Colunas (variáveis)	4015
Elementos diferentes de zero da matriz	36040
Tempo consumido	1,2 segundos

6 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi estudar como a sinergia existente entre PCHs e Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar pode ser aproveitada para melhorar o perfil de risco financeiro ao qual empresas desse setor estão sujeitas ao negociar contratos de venda de energia no ACL.

Em particular, procurou-se estudar como essa sinergia afetaria uma decisão particular das usinas hidrelétricas participantes do MRE: a sazonalização da Garantia Física.

Para isto, foi implementado um modelo de otimização da sazonalização da Garantia Física de uma PCH baseado em programação linear estocástica utilizando o solver XPRESS - apresentado no capítulo 3 desta dissertação - que utiliza os cenários de PLD e geração hidráulica simulados pelo Newave para representar a incerteza dessas variáveis. Uma das principais discussões na implementação deste modelo foi qual medida de risco utilizar nas restrições de risco financeiro do gerador. Ao final, decidiu-se utilizar a medida Conditional Value at Risk (CVaR) devido as suas propriedades que não só facilitam sua modelagem dentro do terreno da programação linear mas também resultam em um maior e mais coerente controle do risco financeiro nos piores eventos do que outras medidas como o Value at Risk (VaR).

Este modelo foi então utilizado em três diferentes estudos de caso, para investigar essa sinergia entre estes dois tipos de geradores.

O primeiro caso estudado mostrou que a decisão de sazonalização da Garantia Física de um gerador proprietário de uma PCH muda consideravelmente caso este gerador incorpore uma Usina Biomassa de Cana de Açúcar ao seu parque gerador. No caso da PCH operando individualmente, a solução ótima encontrada para a sazonalização da Garantia Física buscou concentrar praticamente toda sua energia (80%) nos meses secos do ano (Maio a Novembro), período no qual o PLD tende a se situar em níveis mais altos e a geração das usinas hidráulicas tende a ser mais baixa. Essa estratégia é comum entre os

geradores do mercado brasileiro (apesar de ser aplicada de maneira menos radical que a solução encontrada), que buscam se aproveitar da expectativa de PLDs mais altos neste período, e também se proteger de possíveis ocorrências de subprodução de energia que obrigariam o gerador a comprar energia no mercado de curto prazo, o que resultaria em exposições negativas da usina à PLDs altos.

No entanto, ao considerar a combinação em um mesmo portfólio desta PCH com uma Usina Biomassa de Cana de Açúcar, o modelo passou a alocar menor montante de energia no período seco (60%), já que neste período a empresa já possuía uma geração de energia segura originada desta Usina Biomassa, protegendo-a dos possíveis cenários de subprodução de energia hidráulica. Com isso, a PCH alocou mais energia em meses mais úmidos como Janeiro, Fevereiro e Março, indo contra a estratégia mais comum do mercado.

O segundo caso estudado mostrou como um gerador a Biomassa pode incorporar uma PCH ao seu portfólio de geração de modo a controlar o risco financeiro que essa usina se expõe ao vender energia através de contratos no ACL. A idéia estudada foi que uma pequena PCH pode servir como um “seguro” para proteger o Gerador Biomassa contra a exposição financeira a qual ele fica sujeito na entressafra de cana de açúcar (Dezembro a Abril). Foi mostrado que, para um mesmo nível de risco financeiro, um portfólio Biomassa + PCH consegue comercializar mais energia firme do que um portfólio contendo apenas uma Usina Biomassa. Adicionalmente, o modelo de otimização da Garantia Física da PCH foi utilizado para mostrar que caso a PCH sazonalize sua Garantia Física levando em consideração sua participação neste portfólio PCH + Biomassa, o montante de energia firme comercializada pelo portfólio é ainda maior (mantendo constante o nível de risco financeiro ao qual a empresa está exposta).

Finalmente, o terceiro caso estudado foi o de uma comercializadora de energia que deseja celebrar um contrato de venda de energia firme de fontes alternativas com um consumidor livre e deve decidir como melhor compor seu portfólio de compra de energia alternativa para lastrear esse contrato de venda. Foi mostrado que, caso a PCH não sazonalize sua Garantia Física (i.e., aloque a mesma quantidade de energia em todos os meses), a composição que maximiza o Valor Esperado da Receita Líquida na CCEE da comercializadora é aproximadamente 57% Biomassa e 43% PCH. Em seguida, foi mostrado que caso a PCH sazonalize sua Garantia Física levando em consideração sua participação

em um portfólio PCH + Biomassa, esta composição muda para aproximadamente 63% Biomassa e 37% PCH, e o Valor Esperado da Receita Líquida na CCEE da comercializadora aumenta aproximadamente 33% em relação ao caso em que a PCH não sazonalizou sua Garantia Física.

Estes resultados são importantes na atual conjuntura do mercado de energia elétrica brasileiro.

Por um lado, a busca por fontes limpas de geração de energia elétrica (caso das PCHs e Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar) vem ganhando muita força nos últimos anos devido à crescente preocupação com os efeitos da crescente emissão de gases do efeito estufa. Assim, incentivos a comercialização de energia dessas fontes tornam-se cada vez mais comuns, como é o caso do mercado brasileiro, onde o consumidor que comprar energia destas fontes recebe um desconto de 50% na tarifa de transmissão.

Por outro lado, mesmo com esses incentivos criados pelo governo, essas fontes de energia têm encontrado dificuldade para negociar sua energia de maneira tradicional no mercado brasileiro devido às características sazonais do seu perfil de geração. Como os contratos de venda de energia para os consumidores livres geralmente não seguem o perfil sazonal da geração de energia destas fontes, estes contratos resultam em exposições ao PLD que muitas vezes tornam inviável este tipo de negociação.

Assim, uma das principais conclusões deste trabalho é que a sinergia entre PCHs e Biomassa de Cana de Açúcar pode resultar em diversas estratégias de comercialização de energia para Geradores e Comercializadoras que melhoram a exposição financeira destas empresas ao PLD. Em particular, este trabalho mostrou que PCHs participantes do MRE devem levar consideração esta sinergia ao tomar sua decisão de sazonalização de sua Garantia Física, já que a combinação destas Usinas com Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar pode resultar em um perfil de sazonalização ótimo bem diferente daquele mais usual no mercado.

Estas estratégias podem ser extremamente úteis a geradores e comercializadoras de energia de fontes alternativas, podendo potencializar a inserção destas fontes de energia no mercado de energia elétrica brasileiro.

Uma futura extensão deste trabalho seria a inclusão de outras fontes de energia alternativa para estudar possíveis sinergias e seus impactos sobre as

estratégias de comercialização de geradores e comercializadoras. A candidata mais provável a ser incluída em estudos futuros é sem dúvida a Usina Eólica, já que esta tecnologia apresenta complementaridades com as Usinas Hidráulicas e vem ganhando destaque no cenário nacional. Uma dificuldade deste estudo seria a modelagem da incerteza na geração de energia destas usinas, já que existem poucos dados disponíveis atualmente quanto ao perfil de geração destas usinas, devido ao pequeno parque gerador existente em território nacional.

7 REFERÊNCIAS

- [1] Energy White Paper: Our Energy Future – Creating a Low Carbon Economy, Department of Trade and Industry. London, U.K., Feb. 2003. [Online]. Disponível em: <http://www.dti.gov.uk/files/file10719.pdf>
- [2] R. F. Sauer, “Um modelo para sazonalização da Energia Assegurada de Usinas Geradoras”, Florianópolis, 2002, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina
- [3] M. D. Simões, “Decisão de Sazonalização de Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica através da Otimização da Medida Ômega (Ω)”, Rio de Janeiro, 2009, Dissertação de Mestrado, IAG, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
- [4] A. Street, L. A. Barroso, B. Flach, M. V. Pereira, S. Granville, “Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1136-1144 Agosto 2009
- [5] J. García-González, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, and A. M. Gonzalez, “Stochastic joint optimization of wind generation and pumpedstorage units in an electricity market,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, no. 2, pp. 460–468, May 2008.
- [6] J. García-González, “Hedging strategies for wind renewable generation in electricity markets,” in Proc. IEEE Power and Energy Soc. General Meeting 2008, Pittsburgh, PA.
- [7] K. Hedman and G. Sheble, “Comparing hedging methods for wind power: Using pumped storage hydro units vs options purchasing,” in Proc. 9th Int. Conf. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Sweden, Jun. 11–15, 2006, pp. 1–6.

- [8] Boletim da Estatística Mensal de Energia Elétrica - Dezembro de 2005, Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/BoletimMensal/20060203_1.pdf
- [9] Boletim da Estatística Mensal de Energia Elétrica - Dezembro de 2006, Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/BoletimMensal/20070301_1.pdf
- [10] Boletim da Estatística Mensal de Energia Elétrica - Dezembro de 2007, Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/BoletimMensal/20080505_1.pdf
- [11] Boletim da Anual do Mercado de Energia Elétrica - 2004, Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Mercado_9/Boletim%20Anual%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%202004.pdf
- [12] Boletim da Anual do Mercado de Energia Elétrica - 2005, Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Mercado_9/Boletim%20Anual%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%202005.pdf
- [13] Boletim da Anual do Mercado de Energia Elétrica - 2006, Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Mercado_9/Boletim%20Anual%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%202006.pdf
- [14] M.V.Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, – “Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models”, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998. Disponível em: <http://www.psr-inc.com>
- [15] M.V.Pereira, M.; L.M.Pinto– “Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning”, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991
- [16] S. Granville, P. Lino, L. Soares, L. A. Barroso, and M. Pereira, “Sweet dreams are made of this: Bioelectricity in Brazil,” in Proc. IEEE PES General Meeting 2007, Tampa, FL.

- [17] L. A. Barroso, P. Lino, F. Ralston, F. Porrua, and B. Bezerra, “Cheap and clean energy: Can Brazil get away with that?” in Proc. 2008 IEEE PES General Meeting, Tampa, FL.
- [18] M. Carrión, A. J. Conejo, and J. M. Arroyo, “Forward contracting and selling price determination for a retailer,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2105–2114, Nov. 2007.
- [19] J. Contreras, R. Espínola, F. Nogales, and A. Conejo, “ARIMA models to predict next-day electricity prices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1014–1020, Aug. 2003.
- [20] M. V. F. Pereira, G. C. Oliveira, C. C. G. Costa, and J. Kelman, “Stochastic streamflow models for hydroelectric systems,” *Water Resour. Res.*, vol. 20, no. 3, pp. 379–390, 1984.
- [21] B. Bezerra, L. A. Barroso, S. Granville, A. Guimarães, A. Street, and M. Pereira, “Energy call options auctions for generation adequacy in Brazil,” in Proc. 2006 IEEE General Meeting, Montreal, QC, Canada.
- [22] XPRESS-MP Linear Programming Solver by Dash Optimization. [Online]. Available: <http://www.dashoptimization.com>.
- [23] D. Luenberger, *Investment Science*. Oxford, U.K.: Oxford Univ. Press, 1998.
- [24] R. T. Rockafellar and S. P. Uryasev, “Optimization of conditional value-at-risk“, *J. Risk*, pp. 21–41, 2000.
- [25] C. Acerbi, D. Tasche, “Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk”, Bank for International Settlements, 2001, disponível em <http://www.bis.org/bcbs/ca/acertasc.pdf>.
- [26] Aguiar, A. S. “Equivalente Certo e Medidas de Risco em decisões de Comercialização de Energia Elétrica”. Rio de Janeiro. 2008. 174p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

8 ANEXO A – Despacho Hidrotérmico e o Preço Spot

Este capítulo discute a metodologia (apresentada em [14] e [15]) do cálculo do despacho econômico em sistemas centralizados e como se calcula o preço da energia no curto prazo (“spot”).

8.1 Sistemas Puramente Térmicos

8.1.1 Despacho Econômico

Na maioria dos países, um Operador Independente do Sistema determina, a cada estágio, a produção de energia de cada usina geradora. O objetivo é atender a demanda de energia do estágio ao menor custo, o chamado despacho econômico. Em sistemas puramente térmicos, o despacho econômico, em sua versão mais simples, é formulado da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
 z = \text{Min } \sum_j c_j g_j & \quad \text{Multiplicador} \quad (8-1) \\
 \text{Sujeito a:} & \\
 \sum_j g_j = d & \quad \pi_d \quad (a) \\
 g \leq \bar{g} & \quad (b)
 \end{aligned}$$

onde z , c_j , d , g_j e \bar{g} representam respectivamente o custo total de operação (valor a minimizar, em R\$); o custo variável de operação de cada gerador j (em R\$/MWh); a demanda do sistema (em MWh), a produção de energia elétrica (variável de decisão, em MWh) e as capacidades de geração de cada gerador j (também em MWh).

As restrições (8-1) (a) e (8-1) (b) representam respectivamente o atendimento da carga e os limites da capacidade de geração.

8.1.2 Solução do despacho econômico

O modelo de despacho (8-1) é um problema de programação linear (PL), que neste caso simplificado pode ser resolvido por inspeção, acionando os geradores em ordem crescente de custo variável, até que a geração total iguale a demanda. No caso mais geral onde se representa, por exemplo, a rede de transmissão, o PL pode ser resolvido por pacotes computacionais disponíveis no mercado.

8.1.3 Preço spot

O preço spot é, por definição, o custo de se atender a um incremento da demanda, ou seja, é a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento de 1 MWh na demanda, dado pela derivada $\partial z/\partial d$ do problema (8-1). Da teoria de programação linear, sabe-se que esta derivada é dada pelo variável dual, π_d , associada à restrição de atendimento à demanda (8-1) (a).

Neste caso simplificado, o valor de π_d também pode ser obtido por inspeção. Como um aumento da demanda seria atendido pelo aumento da geração do último gerador acionado na ordem econômica de despacho, conhecido como gerador marginal. Conclui-se, portanto, que $\pi_d = c_j^*$, onde “*” identifica este último gerador.

8.1.4 Venda no mercado de curto prazo e renda líquida

Cada gerador j recebe do mercado de curto prazo, que no Brasil é administrado pela Camara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um montante (R\$) correspondente ao produto do preço spot π (em R\$/MWh) por sua produção de energia no despacho econômico, g_j (em MWh). Por sua vez, a demanda d desembolsa na CCEE um montante (R\$) dado por π . Como a produção total de energia é igual à demanda e há um único preço de compra e venda de energia, conclui-se imediatamente que o balanço financeiro na CCEE sempre “fecha”, isto é, o montante pago pela demanda é igual ao recebido pelos geradores.

Finalmente, a receita líquida de cada gerador pela venda de energia na CCEE é dada por $R_j = (\pi - c_j)g_j$

8.1.5 Exemplo

Os conceitos acima serão ilustrados para um parque gerador composto de três termelétricas, cujas características – capacidade instalada e custo operacional variável – estão especificadas na Tabela 8-1.

Tabela 8-1 – Características das Termelétricas

Nome	Cap. (MWh)	Custo oper. (\$/MWh)
G ₁	10	8
G ₂	5	12
G ₃	20	15

O despacho de mínimo custo para atender uma demanda de 20 MWh em uma etapa de uma hora é:

$$G_1 = 10$$

$$G_2 = 5$$

$$G_3 = 5$$

O preço spot do sistema é \$15/MWh, que corresponde ao custo operacional da termelétrica marginal, G3. A renda líquida de cada gerador é:

$$RL_1 = (\pi_d - c_1)g_1 = (15 - 8)10 = 70$$

$$RL_2 = (15 - 10)5 = 25$$

$$RL_3 = (15 - 15)5 = 0$$

8.2 Sistemas Hidrotérmicos

8.2.1 Custos de oportunidade

À primeira vista, as usinas hidrelétricas seriam sempre acionadas primeiro no despacho econômico, pois seu custo variável de operação é muito pequeno². Entretanto, o operador do sistema pode optar entre utilizar a água armazenada nos reservatórios para gerar hoje, ou deixá-la armazenada para uso futuro. Esta decisão depende do *custo de oportunidade* da geração hidrelétrica. Suponha, por exemplo, que o preço spot de hoje é 15 R\$/MWh. Isto significa que 1 MWh de geração hidrelétrica hoje “deslocará” 1 MWh do gerador marginal, economizando portanto R\$ 15. Suponha, entretanto, que o preço spot previsto para a próxima semana é maior, por exemplo, 20 R\$/MWh. Neste caso, vale a pena usar a água no futuro, pois haverá uma economia maior. Isto significa que o custo de oportunidade da geração hidrelétrica é 25 R\$/MWh. Para o despacho econômico, este custo de oportunidade tem todas as características de um custo “real”: por exemplo, seria preferível atender um aumento de demanda hoje com o gerador marginal a 15 R\$/MWh, do que acionar a hidrelétrica.

8.2.2 Árvore de decisões

O cálculo do custo de oportunidade da geração hidrelétrica é bastante complexo devido à incerteza das afluências futuras. Por exemplo, se a energia hidrelétrica for utilizada hoje, e ocorrer uma seca amanhã, pode ser necessário usar geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia elétrica (custo de oportunidade elevado). Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluência aumentar no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo). Como ilustra a Figura 8-1, é necessário resolver uma “árvore de decisão” e quantificar os efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo a que, em média, leva aos melhores resultados.

² O custo variável direto de usina hidrelétrica é, basicamente, a soma do custo variável de O&M da usina, mais as taxas ambientais.

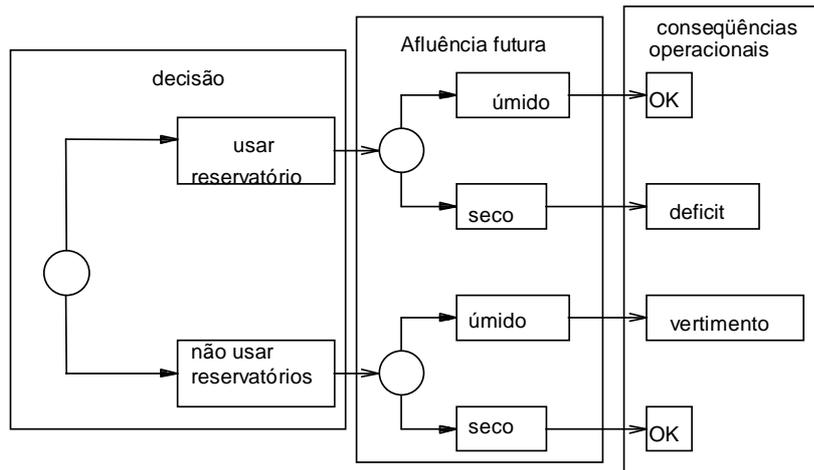


Figura 8-1 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos

8.2.3 Custos Operacionais Imediatos e Futuros

Na prática, a busca pela melhor decisão operativa é baseada na composição dos custos operacionais *imediato* e *futuro*, como ilustrado na Figura 8-2.

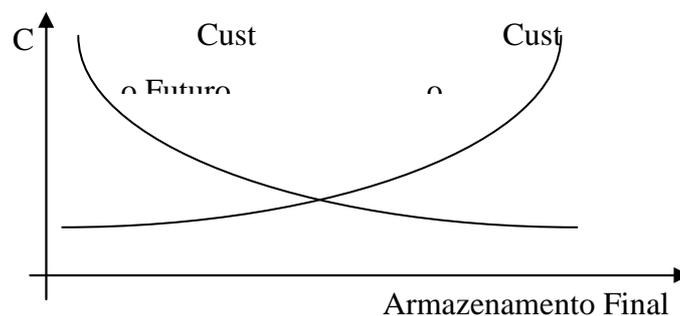


Figura 8-2 – Custos Imediatos e Futuros contra Armazenamento Final

A função de custo imediato – FCI – está relacionada aos custos de geração térmica no estágio t . À medida que o armazenamento final aumenta, um menor volume de água estará disponível para produção de energia nesta etapa. Como resultado, há necessidade de maior geração térmica para atender a demanda, e o custo imediato sobe. Por sua vez, a função de custo futuro – FCF – está associada às despesas esperadas de geração térmica da etapa $t + 1$ até o final do período de planejamento. Podemos observar que a FCF diminui com o armazenamento final, à medida que um maior volume de água é disponibilizado para uso futuro.

A FCF é calculada simulando-se a operação do sistema no futuro para diferentes níveis de armazenamento inicial e calculando-se os custos operacionais. O horizonte de simulação depende da capacidade de armazenamento do sistema. Se a capacidade for relativamente pequena, como nos sistemas espanhol e norueguês, o impacto de uma decisão é diluído em vários meses. Se a capacidade for significativa, como no sistema brasileiro, o horizonte de simulação pode chegar a cinco anos.

Como visto, esta simulação torna-se mais complexa pela variabilidade da vazão afluente aos reservatórios, cujos níveis flutuam sazonalmente, regionalmente e de ano para ano. Como consequência, o cálculo da FCF deve ser feito de maneira *probabilística*, isto é, utilizando um grande número de cenários hidrológicos, como mostra a Figura 8-3.

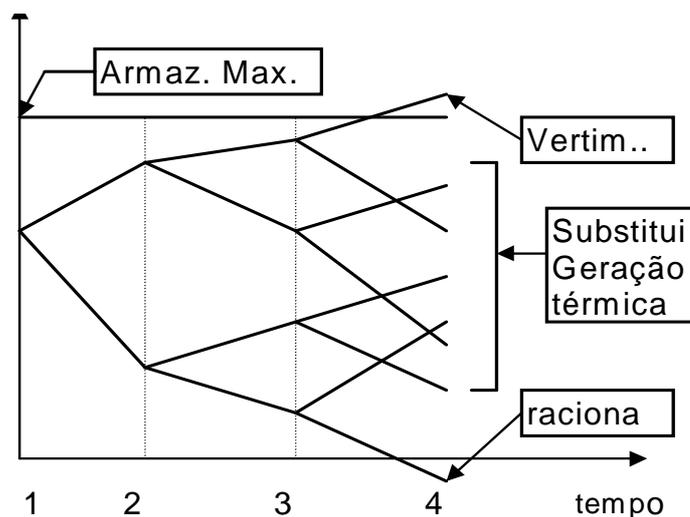


Figura 8-3 – Cálculo da FCF

8.2.4 Valor da água

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como mostra a Figura 8-4, este também é o ponto em que as derivadas de ICF e FCF se igualam em módulo. Estas derivadas são conhecidas como *valores da água*.

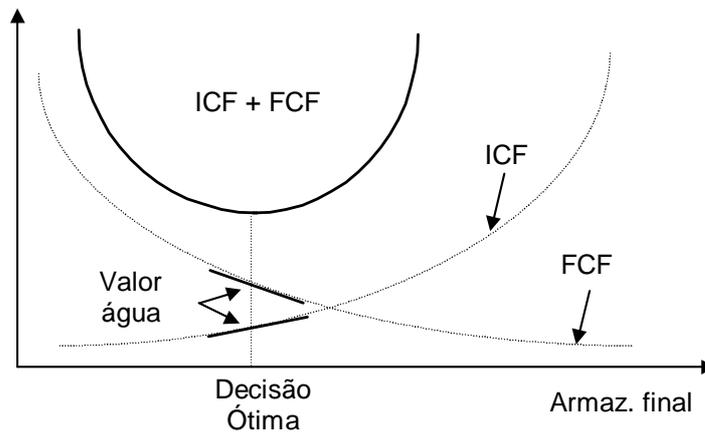


Figura 8-4 – Programação Hidrelétrica Ótima.

8.2.5 Formulação do Despacho Hidrotérmico para uma Etapa

Apresenta-se, a seguir, a formulação do despacho hidrotérmico para um determinado estágio t , supondo que foi calculada a função de custo futuro (o cálculo desta FCF será discutido mais adiante).

a) Função Objetivo – Como visto, o objetivo é minimizar a soma dos custos imediato e futuro:

$$z_t = \text{Min } \sum_j c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (8-2)$$

O custo imediato em (8-2) é dado pelos custos operacionais térmicos na etapa t , $\sum_j c_j g_{tj}$. Por sua vez, o custo futuro é representado pela função $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, onde v_{t+1} é o vetor dos níveis de armazenamento do reservatório ao final da etapa t (início da etapa $t+1$). As restrições operacionais nesta etapa são discutidas a seguir.

b) Balanço Hídrico – Como ilustrado na Figura 8-5, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final no estágio t (início do estágio $t+1$) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (afluência lateral mais os volumes de saída das usinas a montante).

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (8-3)$$

para $i = 1, \dots, I$

onde:

i	índice das hidrelétricas (1 número de hidrelétricas)
$v_{t+1}(i)$	volume armazenado na usina i ao final do estágio t (variável de decisão)
$v_t(i)$	volume armazenado na usina i no início do estágio t (valor conhecido)
$a_t(i)$	afluência lateral que chega na usina i na etapa t (valor conhecido)
$u_t(i)$	volume turbinado durante a etapa t (variável de decisão)
$s_t(i)$	volume vertido na usina i durante a etapa t (variável de decisão)
$m \in U(i)$	conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i

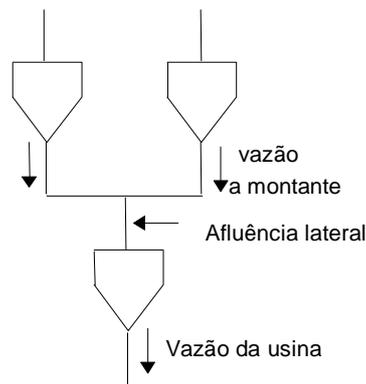


Figura 8-5 – Balanço hídrico do reservatório

c) Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (8-4)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (8-5)$$

onde $\bar{v}(i)$ e $\bar{u}(i)$ são respectivamente o armazenamento máximo e a capacidade das turbinas.

d) Limites de Geração Térmica

São os mesmos do despacho térmico, vistos no início deste capítulo.

$$g_{tj} \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (8-6)$$

e) Atendimento à Demanda

$$\sum_i \rho(i) u_t(i) + \sum_j g_{tj} = d_t \quad (8-7)$$

onde $\rho(i)$ é o coeficiente de produção da usina i (MWh/hm³) (valor conhecido).

8.2.6 Solução do Problema e Custos Marginais

O problema (8-2)-(8-7) é em geral resolvido por um algoritmo de programação linear (PL). Assim como no caso térmico, o preço spot é o multiplicador associado à equação de atendimento da demanda (8-7). Por sua vez, o valor da água de cada hidrelétrica é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (8-3).

8.2.7 Exemplo

Suponha que ao sistema térmico do exemplo anterior (ver seção 8.1.5) foi adicionada uma hidrelétrica, cujas características são especificadas na Tabela 8-2.

Tabela 8-2 – Características da Hidrelétrica

Nome	cap. (MW)	Coef. Prod. (MWh/m ³)
H ₁	15	2

Suponha também que a FCF da hidrelétrica, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, é dada pela expressão linear $-28v_{t+1} + 4000$, ilustrado na Figura 8-6.

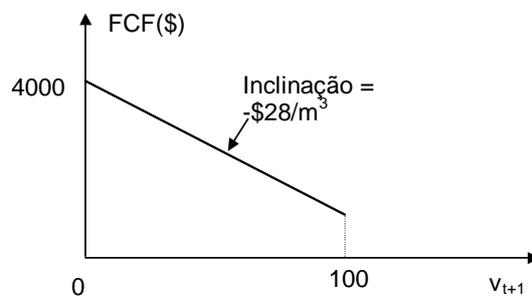


Figura 8-6 – Função de Custo Futuro.

Como visto, a FCF informa ao operador que o custo de oportunidade futuro de 1 m³ de água é R\$ 28. Portanto, só vale a pena utilizar esta água hoje se o benefício imediato (redução de custo operativo) exceder este valor. Como este m³ pode ser utilizado para produzir $p \times 1 = 2$ MWh agora, conclui-se que só vale a pena utilizar a hidrelétrica se as alternativas térmicas custarem mais de $28/2 = 14$ R\$/MWh. Em outras palavras, a energia hidrelétrica é, por um lado, mais “cara” que as térmicas 1 e 2, que custam respectivamente 8 e 12 R\$/MWh; e, por outro, mais “barata” que a térmica 3, que custa 15 R\$/MWh.

A ordem de acionamento dos geradores no despacho econômico hidrotérmico seria portanto (T_1, T_2, H_1, T_3) , e a produção de energia resultante, como mostrado na Tabela 8-3:

Tabela 8-3 – Despacho Ótimo – Sistema Hidrotérmico.

Unidade	Custo (\$/MWh)	Ger. (MWh)
T ₁	8	10
T ₂	12	5
H ₁	14	5
T ₃	15	0
total		20

O preço spot do sistema, como sempre, reflete o custo da usina marginal, que no caso é a usina hidrelétrica. Portanto, o preço spot do sistema é o custo de oportunidade da hidrelétrica, 14 R\$/MWh. Este preço spot é usado de maneira idêntica ao apresentado no exemplo térmico para calcular a remuneração dos geradores e pagamentos da demanda na CCEE:

$$RL_1 = (\pi - c_1)g_1 = (14 - 8)10 = 60$$

$$RL_2 = (14 - 10)5 = 20$$

$$RL_H = (14 - 0)5 = 70$$

$$RL_3 = (14 - 15)0 = 0$$

8.3 Cálculo da Função de Custo Futuro

Como visto, as decisões operativas de um sistema hidrotérmico se baseiam no equilíbrio entre o custo de oportunidade hoje e seu valor esperado futuro, representado pela FCF, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$. Esta função é calculada através de um procedimento recursivo chamado programação dinâmica estocástica dual (PDDE), apresentado a seguir:

- a) para cada estágio t (tipicamente um mês) define-se um conjunto de *estados do sistema*, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90% etc. até 0%. A Figura 8-7 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõe-se conhecido o armazenamento inicial do primeiro estágio.

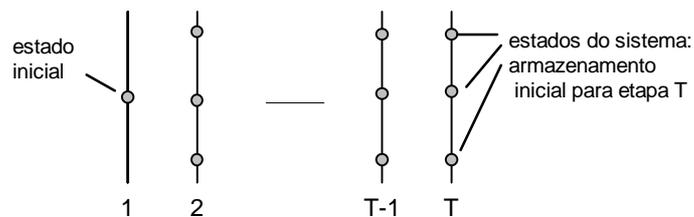


Figura 8-7 – Definição dos Estados do Sistema.

- b) iniciar no *último* estágio, T , e resolver o problema de despacho de um estágio supondo que o armazenamento inicial corresponde ao primeiro nível selecionado no passo (a) - por exemplo, 100%. Dado que se está no último estágio, supõe-se que a FCF é igual a zero. Resolva o problema de despacho para cada um dos N cenários de vazões para o estágio. O esquema está ilustrado na Figura 8-8.

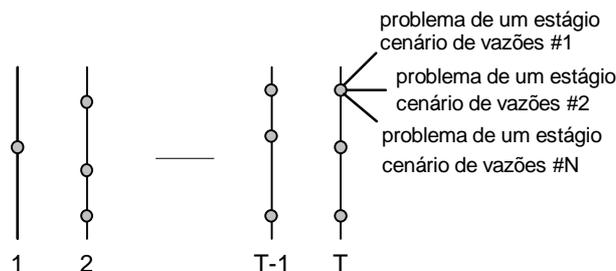


Figura 8-8 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao nível 100% como a média dos custos dos N subproblemas de um estágio. Com isto se obtém o primeiro ponto da FCF para o estágio $T-1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Observe que a *tangente* da FCF em torno deste ponto corresponde ao valor da água esperado (como mencionado na item 8.2.4, o valor da água é obtido do multiplicador simplex da equação de balanço hídrico). O procedimento está ilustrado na Figura 8-9.

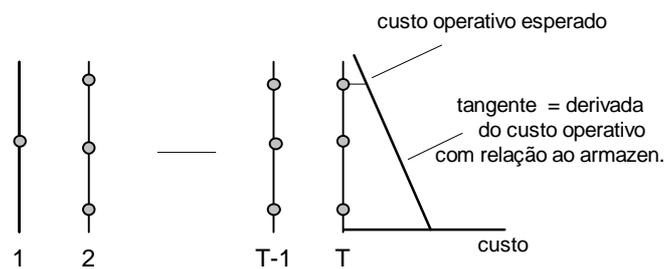


Figura 8-9 – Cálculo do primeiro segmento da FCF

- d) Repetir o cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro para cada estado de armazenamento no estágio T . O resultado final é uma superfície linear por partes, que representa a FCF $\alpha_T(v_T)$ para o estágio $T-1$, como mostrado na Figura 8-10.

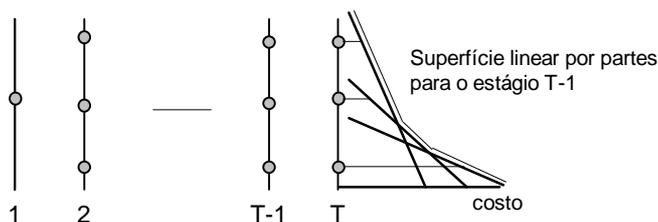


Figura 8-10 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1

- e) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento selecionados nos estágios $t-1$, $t-2$ etc. como mostrado na Figura 8-11. Observe que o objetivo agora é minimizar o custo operativo imediato no estágio $t-1$ mais o custo

futuro esperado, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.

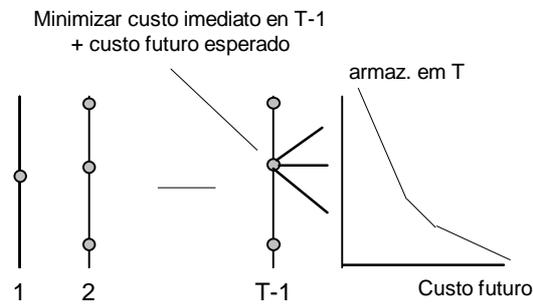


Figura 8-11 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.

O resultado final do esquema PDE (a)-(e) é um conjunto de FCFs $\{\alpha_{t+1}(v_{t+1})\}$ para todos os estágios $t = 1, \dots, T$. Observe que o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema. Em outras palavras, o valor da água de uma usina hidrelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas do sistema.

9 ANEXO B – Formulação do CVaR_α através de restrições lineares

O objetivo deste anexo é demonstrar como o CVaR_α pode ser representado através de um conjunto de restrições lineares. A demonstração aqui apresentada foi extraída do trabalho original publicado por R. T. Rockafellar e S. P. Uryasev [24].

A definição clássica para o Conditional Value at Risk (CVaR_α) de uma variável aleatória (v.a.) R com função de probabilidade acumulada $F_R(r) = P(R \leq r)$ é:

$$CVaR_{\alpha}(R) = E[R | \Psi] = \int_{\Psi} R \cdot dF_{R|\Psi} \quad (9-1)$$

Onde, $\Psi = \{R : R \leq VaR_{\alpha}(R)\}$ é o conjunto de valores inferiores a $VaR_{\alpha}(R)$ que a v.a. R pode assumir, $F_{R|\Psi}$ é a função de probabilidade condicionada ao evento Ψ e

$$VaR_{\alpha}(R) = \inf_{(r)} \{ r : F_R \geq 1 - \alpha \} \quad (9-2)$$

Neste caso, o CVaR_α(R) é obtido através do valor esperado condicionado aos valores de R inferiores $VaR_{\alpha}(R)$, que, por sua vez, pode ser entendido como um quantil desta mesma variável aleatória. Esta definição, apesar de bastante intuitiva, não oferece uma forma eficiente de inserção em problemas de programação linear.

No entanto, segundo demonstrado em [24], o Conditional Value at Risk de uma v.a. R também pode ser escrito através do seguinte problema de otimização linear:

$$CVaR_{\alpha}(R) = \text{Max}_{(z)} \{ z + E[(R-z)^{-}]/(1-\alpha) \} \quad (9-3)$$

Onde $^{-}$ é a função truncamento negativo definida da seguinte maneira:

$$x^{-} = \begin{cases} x, & \text{se } x \leq 0 \\ 0, & \text{se } x > 0 \end{cases} \quad (9-4)$$

Além disso, segundo [24], no ponto ótimo,

$$z^* = \operatorname{argmax}_{(z)} \{z + E[(R-z)^-]/(1-\alpha)\} = \operatorname{VaR}_\alpha(R) \quad (9-5)$$

Dessa maneira, se considerarmos os cenários e probabilidades $\{R_s, p_s\}_{s=1,\dots,S}$ que caracterizam a distribuição de R , a formulação (9-3) pode ser reescrita através do seguinte PL:

$$\operatorname{Maximizar}_{\beta, z} z + \sum_{s=1}^S p_s \cdot \beta_s \quad (9-6)$$

Sujeito a

$$\beta_s \leq 0, \quad \forall s=1,\dots,S \quad (9-7)$$

$$\beta_s \leq \frac{R_s - z}{1 - \alpha}, \quad \forall s=1,\dots,S \quad (9-8)$$

Onde a função truncamento negativo $^-$ é representada pelas restrições (9-7) e (9-8)

e inserida na função objetivo através do valor esperado $\sum_{s=1}^S p_s \cdot \beta_s$.

Um dos fatos mais interessantes desta formulação é que permite que ela seja implementada por um PL (como apresentado acima), reside no fato de que ela é definida para todo valor de R , ao contrário da formulação original (9-1), onde os valores de R no cálculo da valor esperado condicionado devem estar restritos ao conjunto Ψ .

Uma observação importante que deve ser feita é que no trabalho original [24], a expressão (9-3) é definida para perdas financeiras de percentis superiores a $\alpha\%$.

No entanto, na aplicação apresentada neste trabalho, o CVaR_α foi utilizado dentro do contexto não das maiores perdas financeiras, mas sim das menores receitas líquidas de maneira a expressar um limite inferior da distribuição de probabilidade da renda líquida.

Dessa maneira, será apresentada a seguir a demonstração para os resultados (9-3) e (9-5) adaptados ao nosso caso, que trata de rendas líquidas e não de perdas.

Demonstração para (9-5):

Conforme a expressão (9-3), temos que:

$$\text{CVaR}_\alpha(\mathbf{R}) = \text{Max}_{(z)} H(\mathbf{R}, z) \quad (9-9)$$

Onde,

$$H(\mathbf{R}, z) = z + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \int (R-z)^- \cdot dF_R \quad (9-10)$$

Como a função truncamento negativo $()^-$ retornará zero para $R \geq z$, esta expressão pode ser manipulada da seguinte maneira:

$$H(\mathbf{R}, z) = z + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \int_{\{R \leq z\}} (R-z) \cdot dF_R \quad (9-11)$$

$$H(\mathbf{R}, z) = z + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \left(\int_{\{R \leq z\}} R \cdot dF_R - \int_{\{R \leq z\}} z \cdot dF_R \right) \quad (9-12)$$

$$H(\mathbf{R}, z) = z + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \left(\int_{\{R \leq z\}} R \cdot dF_R - z \cdot F_R(z) \right) \quad (9-13)$$

$$H(\mathbf{R}, z) = z \cdot \left(1 - \frac{F_R(z)}{(1-\alpha)} \right) + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \left(\int_{\{R \leq z\}} R \cdot dF_R \right) \quad (9-14)$$

Derivando (9-14) em relação à z e igualando esta derivada a zero (já que estamos maximizando $H(\mathbf{R}, z)$), chega-se a seguinte expressão:

$$\frac{\partial H(\mathbf{R}, z^*)}{\partial z} = 1 - \frac{F_R(z^*)}{(1-\alpha)} - \frac{z^* \cdot f_R(z^*)}{(1-\alpha)} + \frac{z^* \cdot f_R(z^*)}{(1-\alpha)} = 1 - \frac{F_R(z^*)}{(1-\alpha)} = 0 \quad (9-15)$$

Que por fim, resulta em:

$$F_R(z^*) = (1-\alpha) \quad (9-16)$$

Logo, conforme definido em (9-2), temos que:

$$z^* = \text{VaR}_\alpha(\mathbf{R}) \quad (9-17)$$

Concluindo, desta maneira, a demonstração da equação (9-5). Para finalizar este resultado, pode-se constatar que z^* é um ponto de máximo analisando a segunda derivada de $H(\mathbf{R}, z)$. Como esta será negativa, para todo o valor de z , z^* será obrigatoriamente um ponto de máximo.

Demonstração de (9-3):

Para demonstrar a equação (9-3), basta verificar que esta ocorre quando avaliamos $H(\mathbf{R}, z)$ em z^* . Para isso, seja a equação (9-13) que estabelece que:

$$H(R, z) = z + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \left(\int_{\{R \leq z\}} R \cdot dF_R - z \cdot F_R(z) \right) \quad (9-18)$$

Avaliando a equação acima em z^* temos:

$$H(R, z^*) = z^* + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \left(\int_{\{R \leq z^*\}} R \cdot dF_R - z^* \cdot F_R(z^*) \right) \quad (9-19)$$

Devido à equação (9-16), a equação acima pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$H(R, z^*) = z^* + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \left(\int_{\{R \leq z^*\}} R \cdot dF_R - z^* \cdot (1-\alpha) \right) \quad (9-20)$$

$$H(R, z^*) = z^* + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \int_{\{R \leq z^*\}} R \cdot dF_R - \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot z^* \cdot (1-\alpha) \quad (9-21)$$

$$H(R, z^*) = z^* + \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \int_{\{R \leq z^*\}} R \cdot dF_R - z^* = \frac{1}{(1-\alpha)} \cdot \int_{\{R \leq z^*\}} R \cdot dF_R \quad (9-22)$$

Na equação (9-22), o termo $(1-\alpha)^{-1}$ representa a probabilidade $P(R \leq \text{VaR}_\alpha(R))^{-1}$, que ao ser convenientemente combinada com F_R , e integrada em $\Psi = \{R \leq z^*\}$, reflete a esperança condicional do CVaR, conforme a definição original dada em (9-1):

$$H(R, z^*) = \int_{\Psi} R \cdot dF_{R|\Psi} \quad (9-23)$$

Finalizando assim a demonstração de (9-3).