

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DOS RISCOS DE LIQUIDAÇÃO DE
ENERGIA ASSOCIADOS À SAZONALIZAÇÃO DE
GARANTIA FÍSICA DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS**

RAFAEL COSTA RIBEIRO

ORIENTADOR: PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 477/2012

BRASÍLIA/DF: JUNHO – 2012

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**AVALIAÇÃO DOS RISCOS DE LIQUIDAÇÃO
DE ENERGIA ASSOCIADOS À
SAZONALIZAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS**

RAFAEL COSTA RIBEIRO

Texto submetido como requisito para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora

Prof. Pablo Eduardo Cuervo, UnB/EnE (Orientador) _____

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, UnB/EnE _____

Prof. Edvaldo Alves de Santana, UFSC - ANEEL _____

FICHA CATALOGRÁFICA

RIBEIRO, RAFAEL COSTA

Avaliação dos riscos de Liquidação de Energia associados à Sazonalização de Garantia Física de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Distrito Federal, 2012.

xvii, 108p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre em Engenharia Elétrica, 2012).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Sazonalização de Garantia Física
2. Pequenas Centrais Hidrelétricas
3. Regras de Comercialização de Energia Elétrica
4. Avaliação de Riscos

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

RIBEIRO, R. C. (2012). Avaliação dos riscos de Liquidação de Energia associados à Sazonalização de Garantia Física de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-477/2012, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 108p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Rafael Costa Ribeiro.

TÍTULO: Avaliação dos riscos de Liquidação de Energia associados à Sazonalização de Garantia Física de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

GRAU: Mestre

ANO: 2012

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

Rafael Costa Ribeiro
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade de Brasília (UnB)
70910-900
Brasília - DF

Dedico aos meus queridos pais Luiz Antonio e Maria Helena, à minha irmã e leal amiga Thais e à minha eterna companheira Ana Cristina.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, em quem confio e quem me ilumina para vencer cada etapa da vida.

Aos meus pais Luiz Antonio e Maria Helena por formarem meu caráter, por me ensinarem o caminho da verdade, da honestidade e do respeito ao próximo, princípios que me nortearam e nortearão por toda a minha vida, por me proporcionarem educação e me mostrarem que esta é a melhor herança que se pode receber.

À minha irmã Thais e ao meu cunhado Luiz Fernando por estarem ao meu lado em todos os momentos e por depositarem toda a confiança nos meus atos.

Aos meus tios Alaor e Rosinha por me darem o apoio necessário aos meus estudos desde o ensino fundamental, por me fazerem acreditar nos meus sonhos e também por acreditarem neles, por se preocuparem com meu bem-estar e com o meu futuro.

Às minhas primas e aos meus primos Teresa Cristina, Abner, Renata e Leonardo pelas palavras de incentivo a cada obstáculo enfrentado, pelas nossas comemorações a cada vitória conquistada e pela união verdadeira.

Em especial, à minha esposa Ana Cristina por compartilhar comigo todos os sonhos e dificuldades, por me dar coragem para superar os desafios, por depositar amor em tudo o que nos cerca no dia a dia, por fazer de suas conquistas um exemplo para minha vida, por me encher de orgulho e por decidir seguir em frente ao meu lado para sempre.

Ao professor Dr. Pablo Cuervo por ter aceitado o convite para me orientar no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, por analisar atentamente e criticar cada etapa cumprida, por discutir profundamente sobre o tema e por me instruir cuidadosamente durante todo o desenvolvimento do trabalho.

Aos professores Dr. Edvaldo Santana e Dr. Ivan Camargo por terem aceitado o convite para compor a banca examinadora da defesa da dissertação de mestrado e por sugerirem valiosas modificações no texto e pesquisas adicionais relacionadas ao tema.

Aos funcionários da Secretaria de Pós-Graduação do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília pelo sempre cordial e eficiente atendimento.

À Universidade de Brasília por me prover ensino em nível de pós-graduação de alta qualidade e instalações suficientes para minha formação.

Aos colegas da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Rodolfo Coli por transferir a mim meus primeiros conhecimentos sobre comercialização de energia elétrica, Marcos Peres pela confiança em meu trabalho, Ricardo Ito e César Pereira por incentivarem meu desenvolvimento acadêmico, Marcus Vinicius pelas conversas entusiasmadas sobre a carreira acadêmica, José Carlos de Abreu e Paulo Carneiro pelas duradouras e profundas discussões sobre o setor de energia elétrica, Kátia Audi pelos trabalhos desenvolvidos em conjunto e Sandro Yamamoto pelas aulas e pelos materiais sobre leilões de energia elétrica.

Ao professor Dr. Carlos Tahan por possibilitar o início do curso de pós-graduação da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Aos professores da Universidade de São Paulo por agregarem precioso conhecimento à minha formação acadêmica.

Aos colegas da Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia: Marisete Dadald e Tiago Correia pela confiança no meu trabalho e pelo incentivo ao desenvolvimento acadêmico e André Krauss e Rodrigo Gonçalves pelas cotidianas discussões.

Aos colegas da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica: Rui Altieri pelo incentivo ao desenvolvimento deste trabalho e Fernando Colli pelas importantes sugestões em alguns pontos do trabalho.

Por fim, aos colegas da Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos da Agência Nacional de Energia Elétrica: Rodrigo Coelho e Vinicius Grossi pelas palavras de incentivo a cada encontro.

Muito obrigado!

RESUMO

AVALIAÇÃO DOS RISCOS DE LIQUIDAÇÃO DE ENERGIA ASSOCIADOS À SAZONALIZAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Autor: Rafael Costa Ribeiro

Orientador: Pablo Eduardo Cuervo Franco

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, junho de 2012

Este trabalho propõe uma ferramenta para auxiliar a decisão de agentes do mercado de eletricidade proprietários de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH dentro do contexto de regras de mercado atualmente vigentes no setor elétrico brasileiro. A ferramenta auxilia os agentes na definição do perfil da Sazonalização da Garantia Física, que é uma informação requerida no processo de contabilização do mercado.

Por se tratar de uma ferramenta que visa uma previsão de operação futura, o modelo leva em consideração possíveis cenários operativos do sistema brasileiro. Assim, o modelo se baseia em dados reais que considera milhares de amostras de possíveis despachos de operação do sistema brasileiro por meio da utilização do modelo computacional NEWAVE e que, por sua vez, fornece amostras do Custo Marginal de Operação - CMO. Com a informação do ponto de vista do sistema, são aplicadas as regras do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e de Liquidação no Mercado *Spot* para perfis pré-definidos de Sazonalização de Garantia Física propostos para uma dada PCH.

Desta forma, são obtidas amostras do montantes a serem pagos ou recebidos ao longo do futuro período de operação da PCH. Com as amostras são determinados os níveis de risco associados a cada perfil de Sazonalização de Garantia Física proposto. Os resultados são apresentados para uma PCH hipotética localizada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e mostrados os níveis de risco considerando 2.000 amostras de despacho.

ABSTRACT

ASSESSMENT OF ENERGY SETTLEMENT RISK ASSOCIATED WITH ENERGY AVAILABILITY SEASONAL PROFILE OF SMALL HYDROPOWER PLANTS

Author: Rafael Costa Ribeiro

Supervisor: Pablo Eduardo Cuervo Franco

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, June of 2012

This work proposes a tool to support the decision of electricity market agents owners of Small Hydropower Plants – SHP within the context of market rules currently in effect in the Brazilian electricity sector. The tool assists the agents in the definition of the Energy Availability Seasonal Profile which is required in the process of market accounting.

Since it is a tool which aims to forecast a future operation, the model takes into account possible scenarios of the Brazilian operating system. The model is based on actual data that considers thousands of samples of possible dispatching orders of the Brazilian system operation by using the computational model NEWAVE which, in turn, provides samples of the Marginal Cost of Operation - MCO. By having the information from the system viewpoint, the rules of Energy Reallocation Mechanism - ERM and Settlement at Spot Market are applied for pre-defined Seasonal Profiles of Energy Availability for a given SHP.

Therefore, samples of amounts to be paid and received along the future operation period of the SHP are obtained. By using the samples, the risk levels associated with each Energy Availability Seasonal Profile proposed is determined. The results are presented for a hypothetical SHP located on subsystem Southeast/Midwest and the risk levels are shown considering 2,000 samples of dispatching orders.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVO	3
1.3 FERRAMENTA UTILIZADA PARA FORMAÇÃO DOS CENÁRIOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	3
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	4
2 - FUNDAMENTOS DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE..	5
2.1 DETALHAMENTO DO MRE	5
2.2 TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO	14
2.3 SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA	16
2.4 MODULAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA.....	18
3 - REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	21
3.1 REGRA COMENTADA	21
3.1.1 Garantia Física de uma usina	22
3.1.2 Cálculo da Energia Secundária	22
3.1.3 Garantia Física Ajustada	23
3.1.4 Alocação da Garantia Física.....	24
3.1.5 Alocação da Energia Secundária.....	28
3.1.6 Ajustes Totais do MRE	32
3.2 LIQUIDAÇÃO NO MERCADO <i>SPOT</i> E LIQUIDAÇÃO DE ENERGIA PARA AGENTES PROPRIETÁRIOS DE USINAS PARTICIPANTES DO MRE	34
3.3 POSSÍVEIS SITUAÇÕES DE CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA PARA USINAS HIDRELÉTRICAS PARTICIPANTES DO MRE.....	36
4 - METODOLOGIA E SIMULAÇÕES	41
4.1 METODOLOGIA	41
4.2.1 Etapa 1.....	44
4.2.2 Etapa 2.....	44
4.2.3 Etapa 3.....	44
4.2.4 Etapa 4.....	47
4.2.5 Etapa 5.....	47
4.2.6 Etapa 6.....	49
4.2.7 Etapa 7.....	50
4.2.8 Etapa 8.....	50
4.2.9 Etapa 9.....	51

5 - RESULTADOS	53
5.1 GARANTIA FÍSICA COM SAZONALIZAÇÃO DIRETA	53
5.2 GARANTIA FÍSICA COM SAZONALIZAÇÃO UNIFORME	61
5.3 GARANTIA FÍSICA COM SAZONALIZAÇÃO INVERSA.....	70
6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	79
6.1 CONCLUSÕES	79
6.2 RECOMENDAÇÕES	81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
A – Código de programação computacional	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Histórico da Tarifa de Energia de Otimização	15
Tabela 4.1 - Garantia Física Sazonalizada das usinas participantes do MRE (2010) (MWh)	44
Tabela 4.2 - Projeção do Crescimento da Carga de Energia Elétrica por Região (MWmédios)	46
Tabela 4.3 - Valores de Garantia Física Sazonalizada para 2013 (MWh)	46
Tabela 4.4 – Histórico da ENA do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmédios)	47
Tabela 4.5 - Energia Gerada da PCH (MWh)	48
Tabela 4.6 – Valores mensais de Garantia Física para cada perfil de Sazonalização	49
Tabela 4.7 - Fatores de Perda Aplicados à Geração e ao Consumo em 2010 (%)	51
Tabela 6.1 – Comparação entre os perfis de Sazonalização de Garantia Física.....	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – MRE – Exemplo (i) – (a)	7
Figura 2.2 – MRE – Exemplo (i) – (b)	7
Figura 2.3 – MRE – Exemplo (i) – (c)	8
Figura 2.4 – MRE – Exemplo (ii) – (a)	9
Figura 2.5 – MRE – Exemplo (ii) – (b)	9
Figura 2.6 – MRE – Exemplo (ii) – (c)	10
Figura 2.7 – MRE – Exemplo (ii) – (d)	11
Figura 2.8 – MRE – Exemplo (iii) – (a)	12
Figura 2.9 – MRE – Exemplo (iii) – (b)	12
Figura 2.10 – MRE – Exemplo (iii) – (c)	13
Figura 2.11 – MRE – Exemplo (iii) – (d)	13
Figura 2.12 - Garantia Física Sazonalizada	16
Figura 2.13 – Perfis de Sazonalização de Garantia Física de U_a e U_b	17
Figura 2.14 – Garantia Física Sazonalizada – Modulação	19
Figura 2.15 – Garantia Física Modulada	19
Figura 3.1 – MRE - Situação 1	37
Figura 3.2 – MRE - Situação 2	38
Figura 3.3 – MRE - Situação 3	39
Figura 3.4 – MRE - Situação 4	40
Figura 4.1– Fluxograma da metodologia.....	43
Figura 4.2 - Garantia Física das usinas por fonte de geração (GWh).....	45
Figura 4.3 – Perfis de Sazonalização de Garantia Física (MW médios)	50
Figura 5.1 – Energia Gerada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Direta.....	53
Figura 5.2 – Média da Energia Gerada e Garantia Física do Sistema (MW médios)	54
Figura 5.3 – Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Direta	55
Figura 5.4 – Resultado Mensal no Mercado <i>Spot</i> (R\$) para a PCH – Sazonalização Direta	56
Figura 5.5 – Resultado Mensal da Liquidação de Energia (R\$) para a PCH – Sazonalização Direta.....	57

Figura 5.6 - Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Direta	58
Figura 5.7 - Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Direta	60
Figura 5.8 - Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme	61
Figura 5.9 – Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme.....	62
Figura 5.10 – Resultado Mensal no Mercado <i>Spot</i> (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme	63
Figura 5.11 – Garantia Física Ajustada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Uniforme	64
Figura 5.12 – Garantia Física Ajustada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Direta.....	65
Figura 5.13 – Resultado Mensal da Liquidação de Energia (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme	65
Figura 5.14 - Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Uniforme	67
Figura 5.15 - Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Uniforme	69
Figura 5.16 - Energia Gerada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Inversa	70
Figura 5.17 - Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Inversa	71
Figura 5.18 - Resultado Mensal no Mercado <i>Spot</i> (R\$) para a PCH – Sazonalização Inversa	72
Figura 5.19 – Garantia Física Ajustada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Inversa	73
Figura 5.20 – Resultado Mensal da Liquidação de Energia (R\$) para a PCH – Sazonalização Inversa	74
Figura 5.21 - Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Inversa.....	75
Figura 5.22 - Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Inversa.....	77
Figura A.1 - Tela de entrada e saída de dados	85

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

LISTA DE SÍMBOLOS

g Refere-se ao Perfil de Geração do Agente;

j Refere-se a um Período de Comercialização;

l Quando uma variável for relativa ao fluxo entre Submercados, refere-se ao Submercado do qual a energia se origina;

m Refere-se a um Mês de Apuração;

p Refere-se a uma Usina, que é definida como um grupo de Unidades Geradoras;

s Refere-se a um Submercado;

$\sum_{p_{ERM}}$ Somatório de todas as Usinas no MRE;

$\sum_{pg_{ERM}}$ Somatório de todas as Usinas no MRE que pertencem ao Perfil de Geração do Agente, “ g ”;

$\sum_{pgs_{ERM}}$ Somatório de todas as Usinas no MRE que pertencem ao Perfil de Geração do Agente, “ g ”, e estão localizadas no Submercado, “ s ”;

$\sum_{ps_{ERM}}$ Somatório de todas as Usinas no MRE que estão no Submercado, “ s ”;

\sum_s Somatório de todos os Submercados; e

$\sum_{s \neq l}$ Somatório de todos os Submercados exceto o Submercado, “ l ”.

LISTA DE NOMENCLATURAS

$ASS_{I_{pj}}$	Garantia Física;
$ASS_{2_{pj}}$	Garantia Física Ajustada;
$Deficit_{I_{pj}}$	Déficit Após o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia;
$Deficit_{2_{pj}}$	Déficit Após o Ajuste de Energia Secundária;
$Deficit_{sj}$	Déficit Total de Geração;
$EA_{I_{pj}}$	Ajuste do Primeiro Estágio de Alocação de Energia;
$EA_{2ASS_{pj}}$	Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Garantia Física;
$EA_{2_{pj}}$	Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia;
$EA_{2SEC_{pj}}$	Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia;
$EA_{3ASS_{plj}}$	Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Garantia Física;
$EA_{3_{plj}}$	Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia;
$EA_{3SEC_{plj}}$	Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia;
$ERM_{Def_{pj}}$	Déficit de Geração do MRE;
$ERM_{P_{pj}}$	Ajuste Total de MRE da Usina;
$ERM_{Surp_{pj}}$	Superávit de Geração do MRE;
$ERMAL_{gslj}$	Ajuste de MRE do Gerador de um Submercado para Outro;
$ERMAS_{sgj}$	Total de Ajuste de MRE do Gerador em seu próprio Submercado;
ERN_{sj}	Energia Remanescente Após a Alocação de Garantia Física;
$FASS_{pj}$	Garantia Física Livre;
FID_{pm}	Fator de Disponibilidade;
GSF_j	Fator de Ajuste de Garantia Física;
$GWGP_{sgj}$	Geração Medida;

LIQ_{sgj}	Resultado da Liquidação Financeira na CCEE;
$NET_{G_{sgj}}$	Geração Líquida;
$Pot_{1_{sj}}$	Superávit Líquido de Geração;
$Pot_{2_{sj}}$	Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária;
Pot_{sj}	Superávit Total de Geração;
$SEC_{C_{pj}}$	Direito Total à Energia Secundária;
$SEC_{SM_{sj}}$	Direito Total à Energia Secundária em um Submercado;
SEC_j	Energia Secundária Total no Sistema;
$TERMAL_{lgj}$	Total de Ajuste de MRE do Gerador Alocado em Outro Submercado;
TGG_{sgj}	Energia Gerada Total do Gerador;
CG_{sgj}	Geração Contratada do Gerador;
TEO_m	Tarifa de Energia de Otimização; e
$G_{MRE_{pj}}$	Energia Alocada da usina após a aplicação do MRE.

LISTA DE ABREVIações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;
CMO	Custo Marginal de Operação;
ENA	Energia Natural Afluente;
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia;
PCH	Pequena Central Hidrelétrica;
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças;
PMO	Programa Mensal de Operação;

Prob. Liq.	Probabilidade do Resultado de Liquidação de Energia;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
TEO	Tarifa de Energia de Otimização;
UHE	Usinas participantes do MRE despachadas centralizadamente; e
VaR	<i>Value at Risk.</i>

1 - INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Devido às grandes dimensões e diversidades geográficas do território nacional, o sistema elétrico brasileiro desenvolveu-se de maneira bastante particular. Esta particularidade se inicia pela oferta de energia, pois o parque de geração de energia elétrica no País é basicamente hidrotérmico, com forte predominância de usinas hidrelétricas. De acordo com [1], do total de energia gerada no Sistema Interligado Nacional – SIN em 2011, 91,2% foi proveniente de usinas hidráulicas.

Os potenciais hidrelétricos estão desigualmente distribuídos em seus mais de 8,5 milhões km² de área territorial. A participação das usinas hidrelétricas na capacidade instalada do SIN prevista para 2019 será distribuída da seguinte forma: Sul com 16.766 MW, Nordeste com 11.259 MW, Norte com 37.118 MW e Sudeste com 51.557 MW [2].

As diversas usinas hidrelétricas que compõem o sistema elétrico brasileiro estão sujeitas a riscos hidrológicos provenientes das diversidades de comportamento das oito grandes bacias hidrográficas do País. Além disso, as usinas hidrelétricas de médio e grande portes são despachadas centralizadamente pelo operador do sistema de forma a otimizar o uso da água. Isto faz com que os riscos comerciais fiquem, em parte, fora do controle dos proprietários das usinas.

Todas estas razões motivaram a criação de um mecanismo que compartilha estes riscos, o conhecido Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Em suma, o MRE aloca entre as usinas participantes o total de energia gerada tendo como base a Energia Assegurada de cada usina, transferindo o excedente das usinas que geraram além de suas Energias Asseguradas para aquelas que geraram abaixo [3].

Este mecanismo é uma forma de minimizar os riscos para as usinas hidrelétricas no processo de geração de energia [4]. Estes riscos estão associados à otimização do custo operacional do sistema hidrotérmico realizada através de um despacho centralizado [3]. Este mecanismo assegura que todas as usinas participantes recebem seus níveis de Energia

Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema [4].

Conforme [5], O MRE foi a forma encontrada no modelo concebido em 1998 para tratar a questão dos riscos hidrológicos para as usinas hidrelétricas, protegendo-as de eventuais exposições ao preço *spot*.

De acordo com [6], a Energia Assegurada ou Garantia Física do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado, atualmente de 5%, de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluente. E a Garantia Física de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Garantia Física do Sistema. A metodologia definida para cálculo de Garantia Física de usinas hidrelétricas está definida em [7] e para Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs está definida em [8].

Uma característica importante relacionada à Garantia Física das usinas é que os proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE têm a liberdade de distribuir suas respectivas Garantias Físicas ao longo dos meses do ano, de forma a mitigar os riscos comerciais associados aos contratos de compra e venda de energia celebrados. Este mecanismo é conhecido como Sazonalização da Garantia Física e seu processo é definido em [9].

A escolha do perfil a ser adotado para a Sazonalização da Garantia Física é baseada em alguns componentes de boa previsibilidade como o perfil dos contratos do ano seguinte e em outros de menor previsibilidade, tais como o Preço de Liquidação das Diferenças– PLD e a geração das usinas pertencentes ao MRE [10].

Assim, este trabalho propõe uma metodologia para avaliação dos riscos envolvidos na Liquidação de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, associados a propostas de perfis previamente definidos de Sazonalização da Garantia Física de PCHs.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo

e valorado ao PLD, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação - CMO do sistema [11]. Desta forma, a metodologia de avaliação de risco proposta considera apenas a Liquidação de Energia no âmbito da CCEE, *i.e.*, os preços de negociação dos contratos não interfere nos resultados alcançados.

A métrica de risco adotada foi o *Value at Risk* - VaR que significa a máxima perda esperada em um horizonte de tempo para uma probabilidade de ocorrência dada. Esta probabilidade de ocorrência é conhecida como nível de confiança ou intervalo de confiança a qual representa o grau de certeza que se tem acerca do VaR. Um nível de confiança comumente adotado é 95%, o qual significa que 95% das vezes o valor esperado (de ganho ou perdas) é maior do que o VaR e que existe um risco de 5% de que seja menor [3].

O estudo poderá contribuir ao processo de decisão dos agentes de mercado, proprietários de PCHs, auxiliando-os na Sazonalização da Garantia Física de seus empreendimentos ao longo do ano.

1.2 OBJETIVO

O objetivo do estudo é avaliar os riscos envolvidos na Liquidação de Energia na CCEE associados a propostas de perfis previamente definidos de Sazonalização da Garantia Física de PCHs participantes do MRE, de forma a subsidiar os produtores nas decisões quanto ao perfil a ser adotado para a Sazonalização de Garantia Física de suas PCHs.

1.3 FERRAMENTA UTILIZADA PARA FORMAÇÃO DOS CENÁRIOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Uma vez que se pretende analisar o resultado da Liquidação de Energia na CCEE para um período futuro, é necessário considerar os possíveis cenários de geração e também do CMO. Portanto, a ferramenta para formação dos cenários de operação do sistema utilizada foi o modelo de médio prazo adotado no planejamento da operação do SIN, o NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL/ELETRONAS.

O modelo de planejamento de operação de médio prazo representa o parque hidroelétrico de forma agregada e o cálculo da política de operação baseia-se em Programação Dinâmica Dual Estocástica [12]. Atualmente são adotados os seguintes reservatórios equivalentes no planejamento da operação: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Por meio do módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica do NEWAVE, o operador determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos [12].

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 detalha a aplicação do MRE às usinas participantes do mecanismo por meio de exemplos didáticos, comenta a Tarifa de Energia de Otimização – TEO e apresenta os conceitos de Sazonalização e Modulação da Garantia Física.

O Capítulo 3 descreve as Regras de Comercialização de Energia Elétrica que inclui as equações aplicadas ao MRE e a obtenção da Liquidação no Mercado *Spot* para agentes geradores, bem como descreve possíveis situações de contabilização de energia para agentes geradores proprietários de usinas hidrelétricas participantes do MRE.

O Capítulo 4 aborda a metodologia e as simulações por meio das quais se chegou aos resultados, descrevendo passo a passo as etapas cumpridas.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos para cada perfil de Sazonalização de Garantia Física a partir das simulações descritas do Capítulo 4.

O Capítulo 6 traz as conclusões e recomendações obtidas a partir da análise dos resultados conseguidos.

2 - FUNDAMENTOS DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

2.1 DETALHAMENTO DO MRE

O MRE objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos intrínsecos à operação das usinas hidráulicas. Estes riscos são provenientes da diversidade dos regimes hidrológicos das bacias e do despacho centralizado, o qual visa a otimização do recurso hídrico.

Desta forma, uma usina pode gerar mais ou menos energia, a depender do regime de chuvas nas diversas regiões do país, da afluência dos rios e das ordens de despacho do operador. Outro fator que levou à criação do MRE foi a existência de usinas em cascata. Por exemplo, é possível que, em função da otimização do sistema, uma usina à montante armazene água por conveniência operativa, reduzindo o volume de água que chega até as usinas à jusante.

Com o intuito de compartilhar esses riscos, o MRE aloca energia das usinas que geraram mais para as usinas que geraram menos, de forma a garantir que todas as usinas comercializem suas respectivas Garantias Físicas, desde que o Sistema (aqui se entende por “Sistema” o conjunto de usinas participantes do MRE) tenha gerado, pelo menos, sua respectiva Garantia Física.

Três situações distintas podem ocorrer quando da aplicação do MRE:

(i) A soma da energia gerada pelas usinas participantes é igual à Garantia Física Total do Sistema. Neste caso, cada usina que gerou abaixo de sua Garantia Física recebe energia até completar sua respectiva Garantia Física. Esta energia é transferida pelas usinas que geraram acima das suas respectivas Garantias Físicas.

(ii) A soma da energia gerada pelas usinas participantes é superior à Garantia Física Total do Sistema. Neste caso, o Sistema produziu Energia Secundária. Assim, cada usina que gerou abaixo de sua Garantia Física recebe energia até completar sua respectiva Garantia Física. Em seguida, todas as usinas recebem uma parcela referente à Energia Secundária, proporcionalmente à sua respectiva Garantia Física. A Energia Secundária,

portanto, é o excedente de energia referente à geração acima da Garantia Física Total do Sistema.

(iii) A soma da energia gerada pelas usinas participantes é inferior à Garantia Física Total do Sistema. Neste caso, a Garantia Física de cada usina é reduzida na razão Energia Gerada pelo Sistema sobre Garantia Física Total do Sistema, de modo que a Garantia Física Ajustada Total do Sistema se torne igual à Energia Gerada Total do Sistema. Esta razão é conhecida por Fator de Ajuste de Garantia Física. Em seguida, cada usina que gerou abaixo da sua Garantia Física Ajustada recebe energia até completar sua respectiva Garantia Física Ajustada.

A seguir, são apresentados exemplos de aplicação para cada uma das situações anteriores:

(i) Supõe-se um Sistema constituído por apenas um submercado formado por três usinas hidrelétricas U_a , U_b e U_c participantes do MRE. Suas Garantias Físicas, para um período de apuração, são, respectivamente, 100 MWh, 90 MWh e 110 MWh. Supõe-se também que a energia gerada de cada uma delas durante este período de comercialização foi, respectivamente, 105 MWh, 100 MWh e 95 MWh. Desta forma:

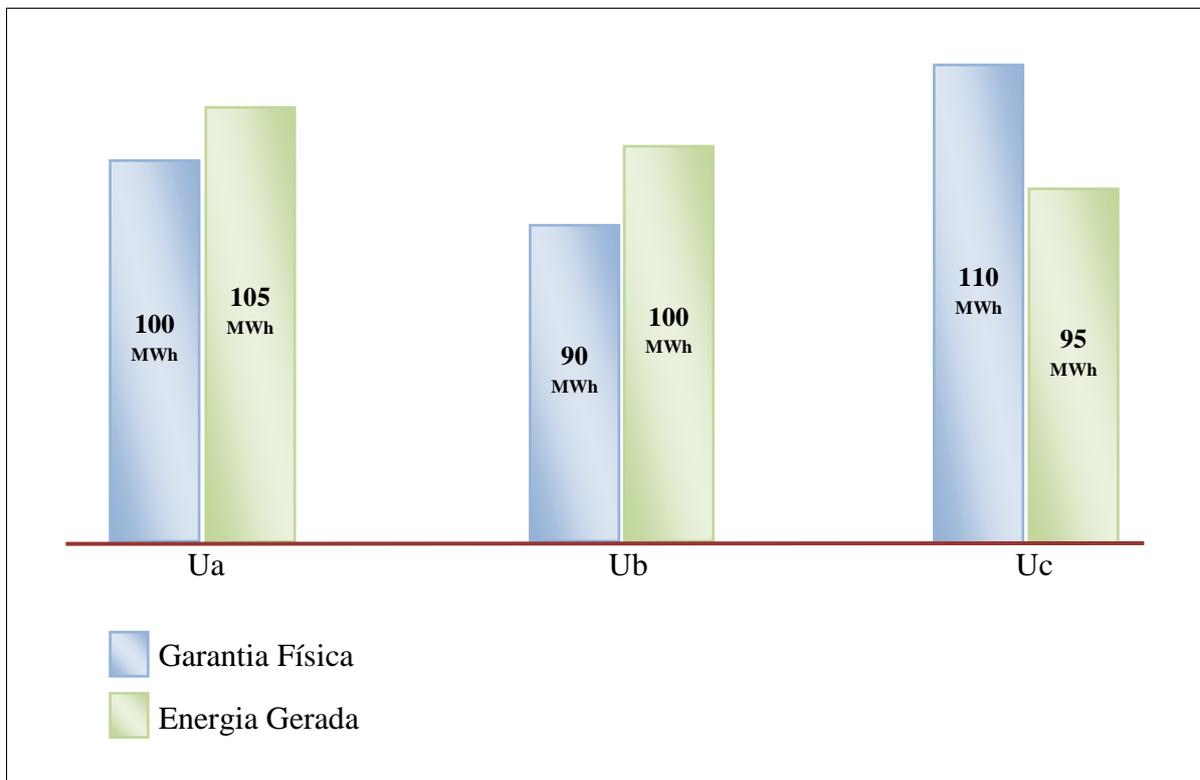


Figura 2.1 – MRE – Exemplo (i) – (a)

Nota-se que a Energia Gerada Total do Sistema e a Garantia Física Total do Sistema são iguais a 300 MWh. Portanto, o Fator de Ajuste de Garantia Física vale 1 (uma unidade) e, conseqüentemente, não há redução da Garantia Física Total do Sistema. Adicionalmente, também não existe Energia Secundária.

Assim sendo, na aplicação do MRE tem-se:

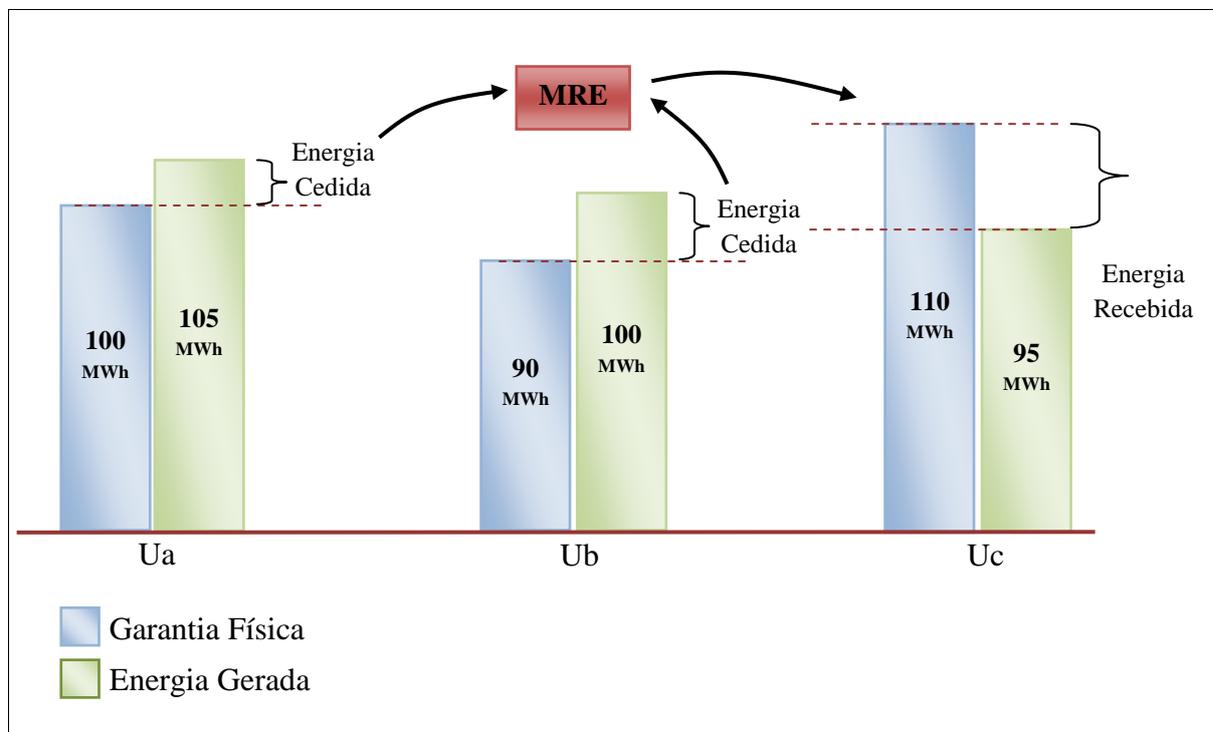


Figura 2.2 – MRE – Exemplo (i) – (b)

Por fim, após aplicação do MRE vem:

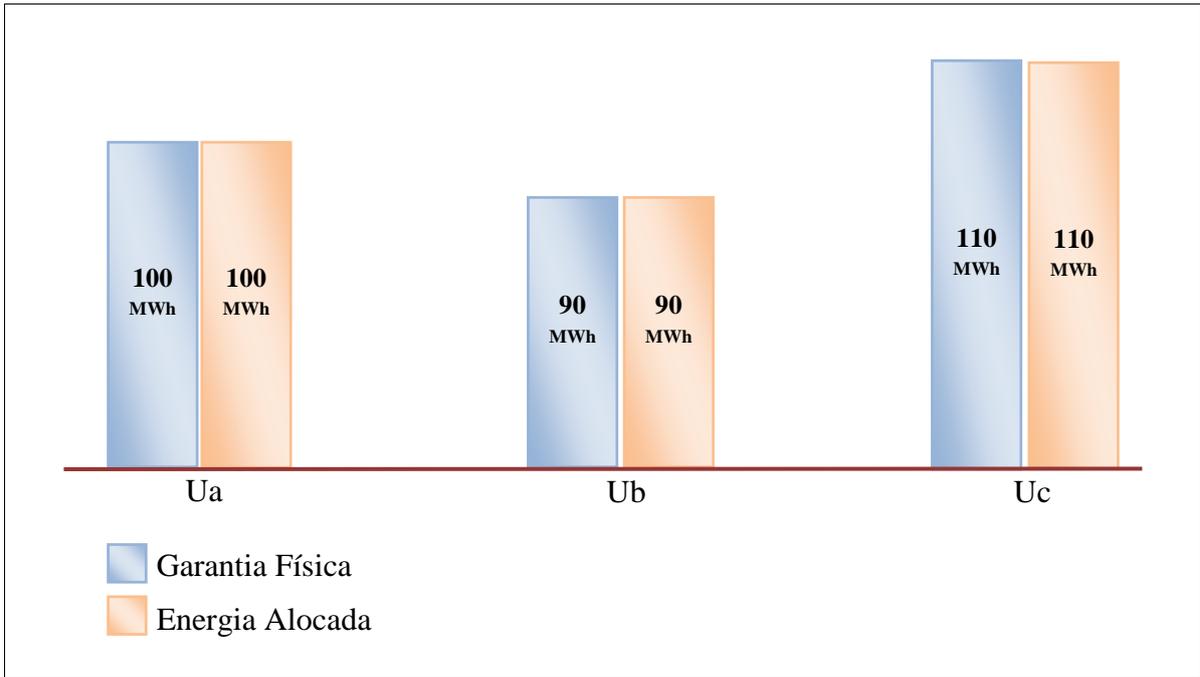


Figura 2.3 – MRE – Exemplo (i) – (c)

Nota-se que, após a aplicação do MRE, todas as usinas receberam/transferiram a energia do/ para o MRE até atingirem suas respectivas Garantias Físicas.

(ii) Supõe-se o mesmo Sistema anterior. Contudo, neste exemplo, as usinas *Ua*, *Ub* e *Uc* geraram, respectivamente, 110 MWh, 105 MWh e 100 MWh. Desta forma:

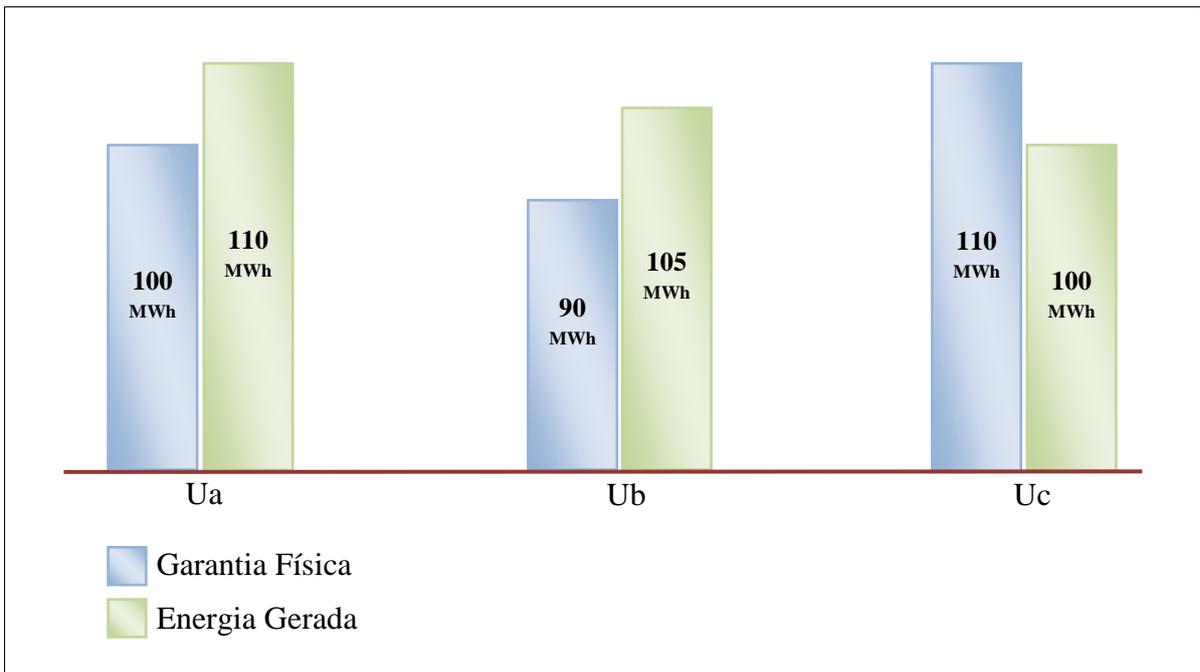


Figura 2.4 – MRE – Exemplo (ii) – (a)

Nota-se que a Energia Gerada Total é superior à Garantia Física Total do Sistema. Assim sendo, cada usina terá sua Garantia Física atendida, adicionada a energia remanescente (Energia Secundária) proporcionalmente à sua Garantia Física.

Logo, na aplicação do MRE tem-se inicialmente:

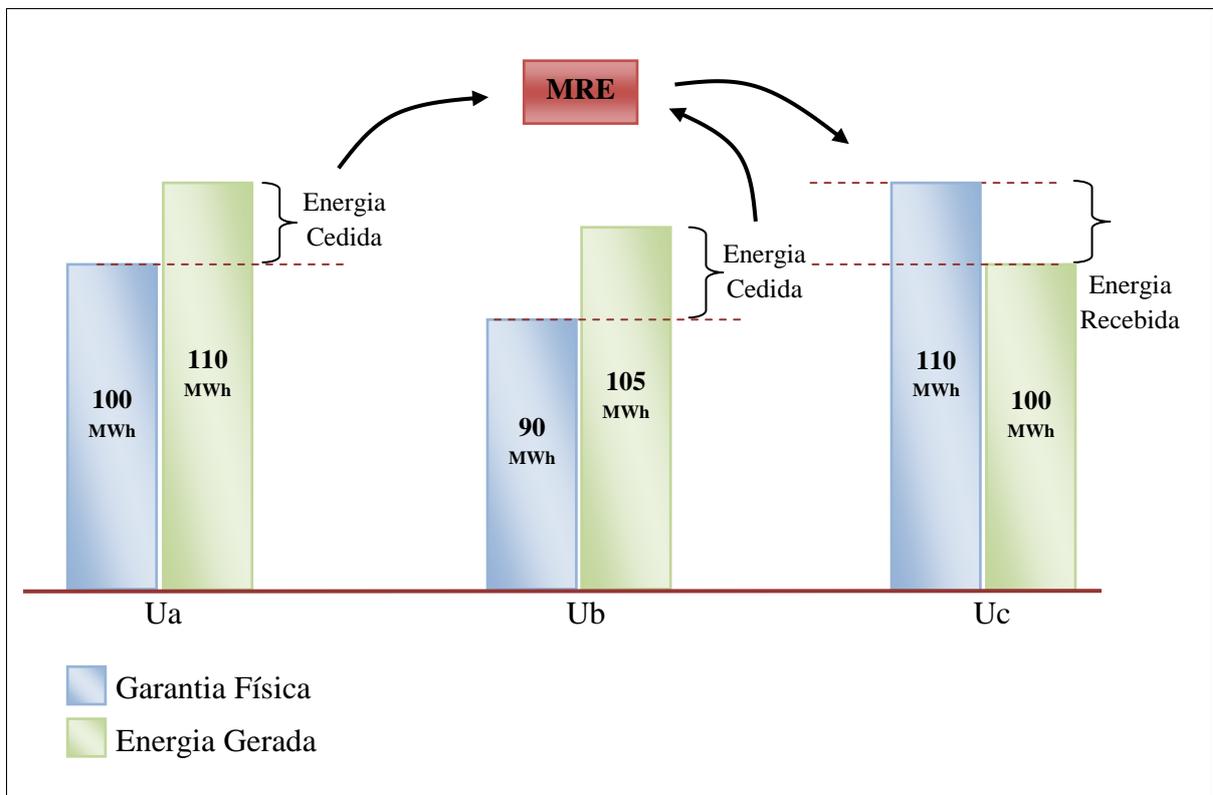


Figura 2.5 – MRE – Exemplo (ii) – (b)

Em consequência:

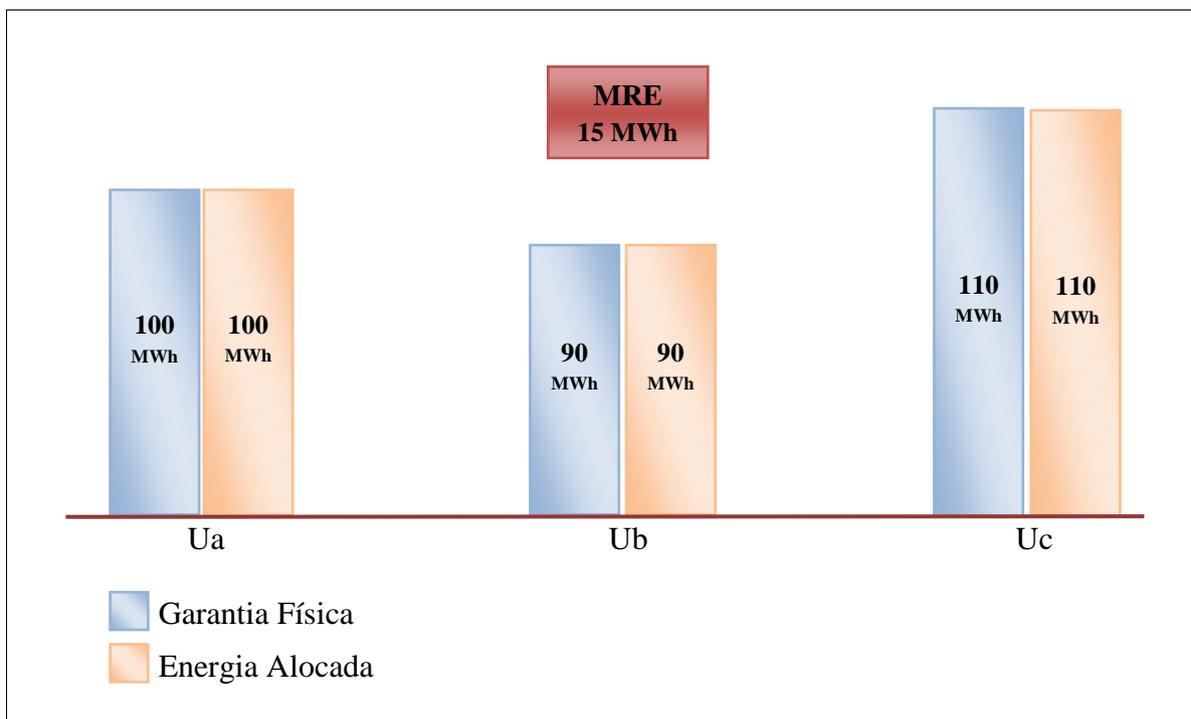


Figura 2.6 – MRE – Exemplo (ii) – (c)

Nota-se que há 15 MWh remanescentes que serão, em seguida, rateados proporcionalmente à Garantia Física de cada usina.

Por fim:

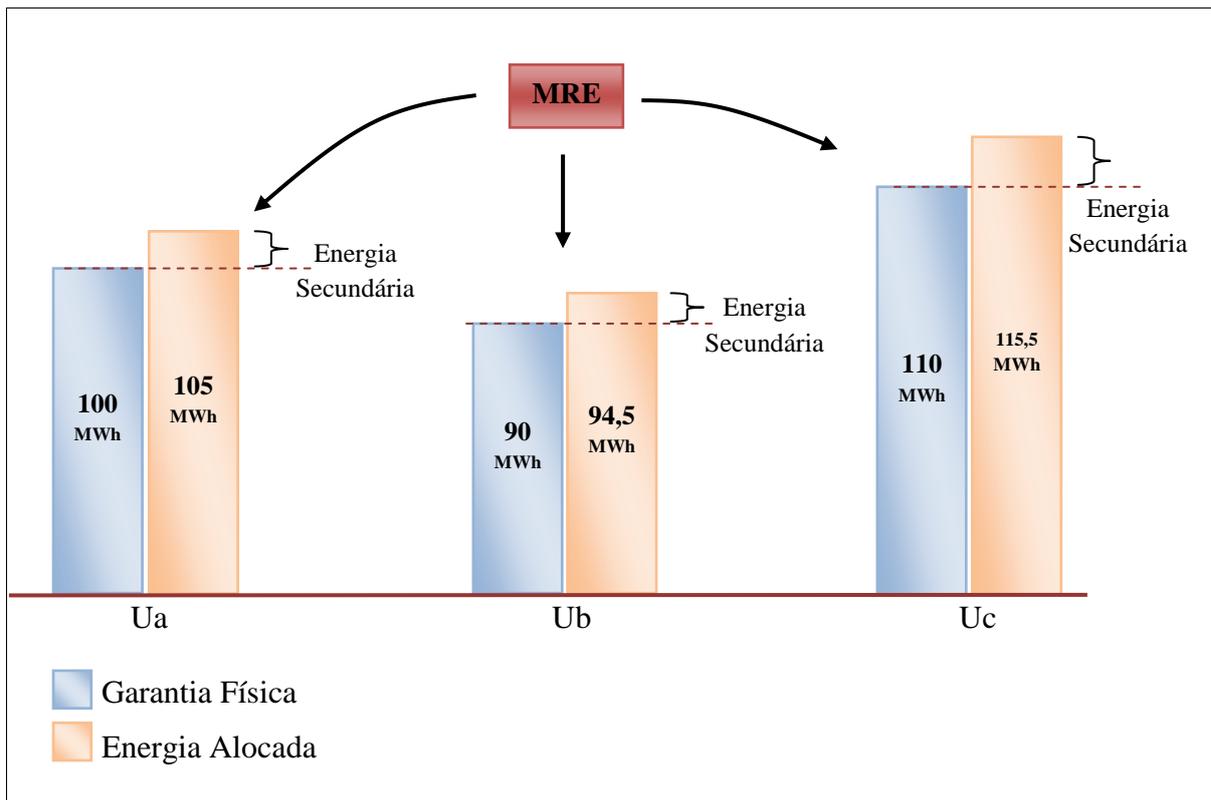


Figura 2.7 – MRE – Exemplo (ii) – (d)

(iii) Supõe-se o mesmo Sistema anterior. Contudo, neste exemplo, as usinas U_a , U_b e U_c geraram, respectivamente, 105 MWh, 80 MWh e 85 MWh. Desta forma:

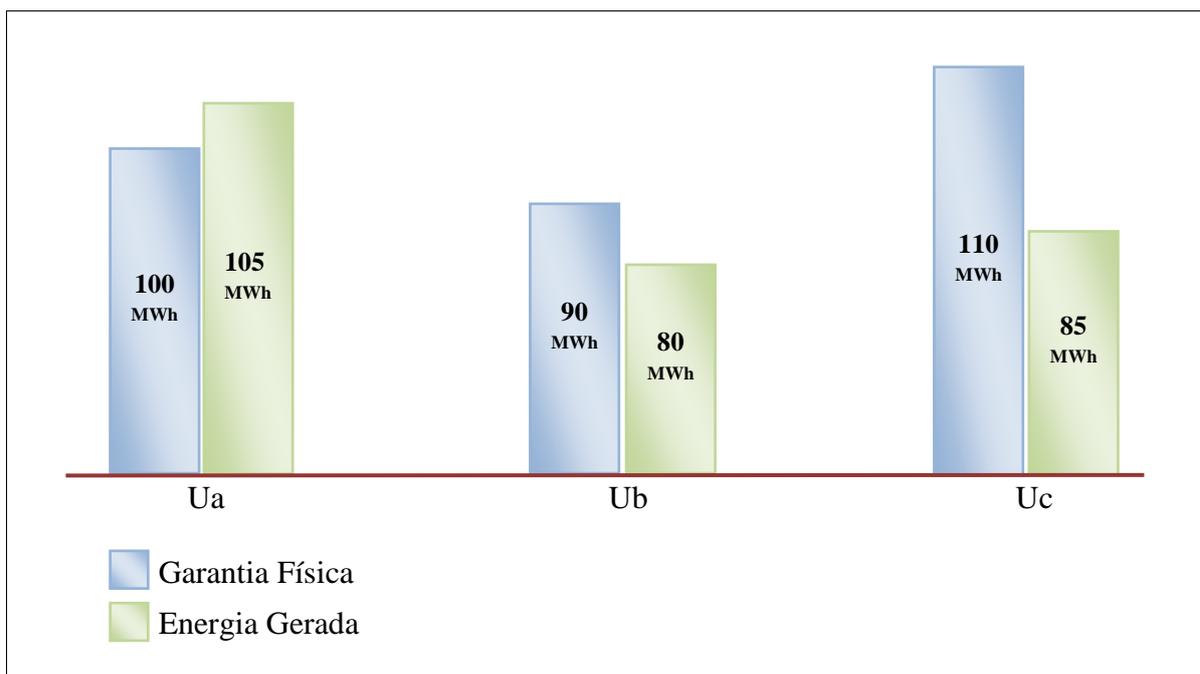


Figura 2.8 – MRE – Exemplo (iii) – (a)

Nota-se que a Energia Gerada Total é inferior à Garantia Física Total do Sistema. Consequentemente, faz-se a razão Energia Gerada Total sobre Garantia Física Total do Sistema, o que resulta no Fator de Ajuste de Garantia Física. Então, a Garantia Física de cada uma das usinas é reduzida, para fins de aplicação do MRE, conforme a razão acima mencionada. Neste exemplo, o Fator de Ajuste de Garantia Física vale 0,9.

Assim:

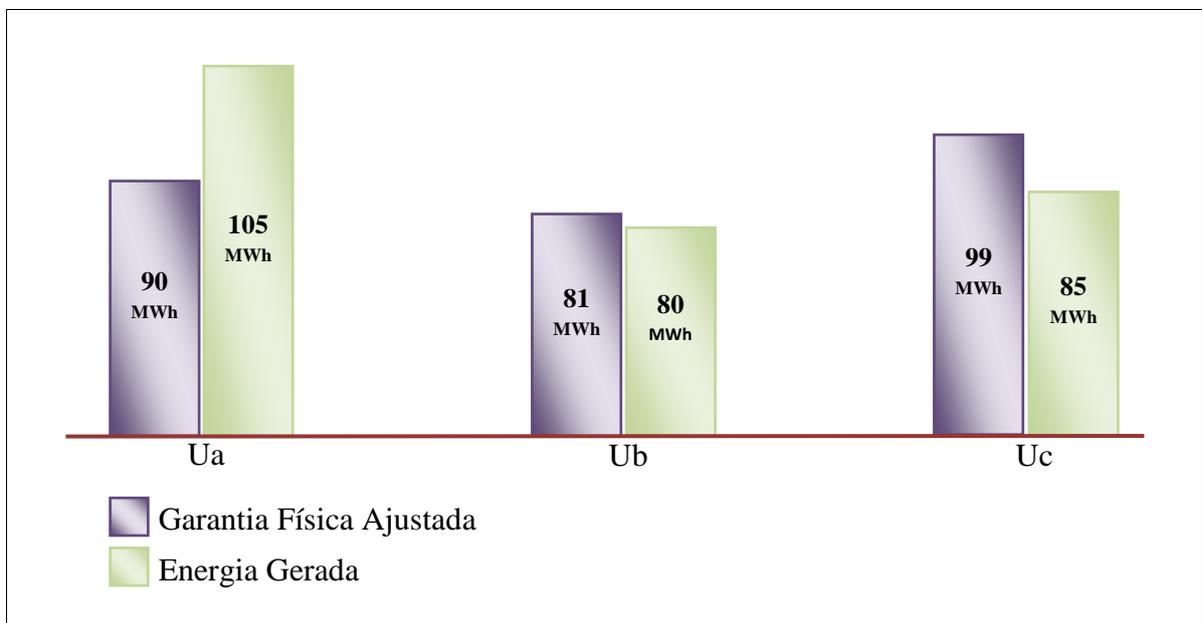


Figura 2.9 – MRE – Exemplo (iii) – (b)

Na sequencia:

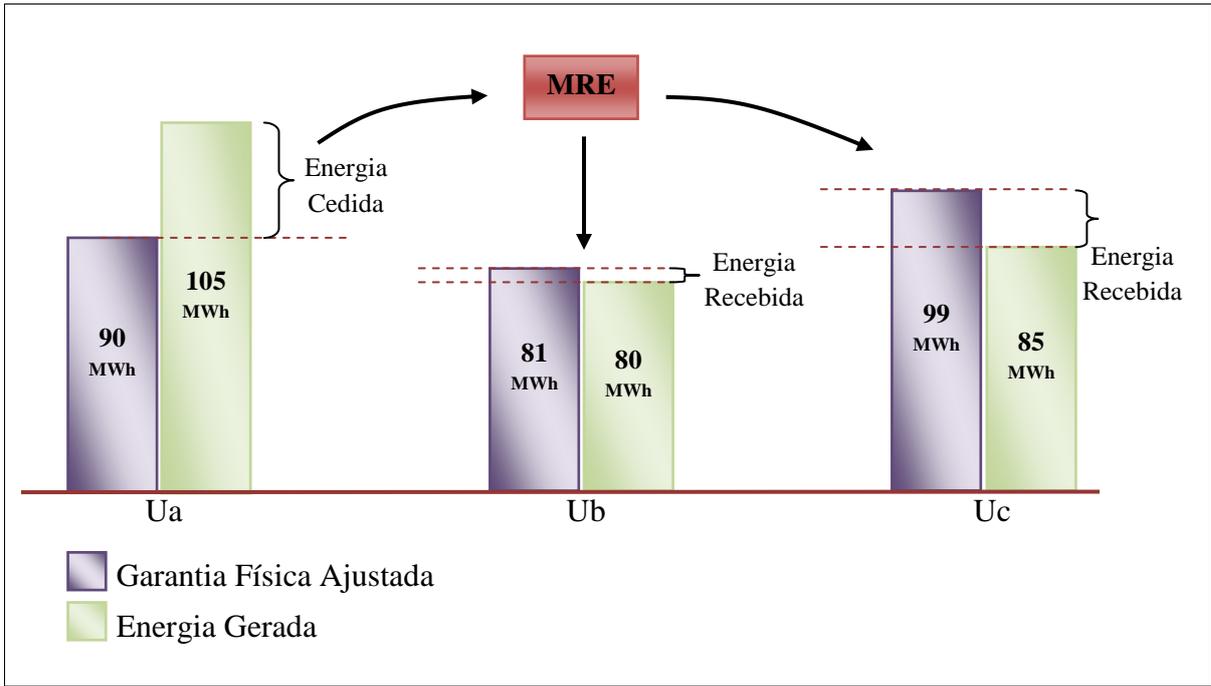


Figura 2.10 – MRE – Exemplo (iii) – (c)

Por fim, após aplicação do MRE, vem:

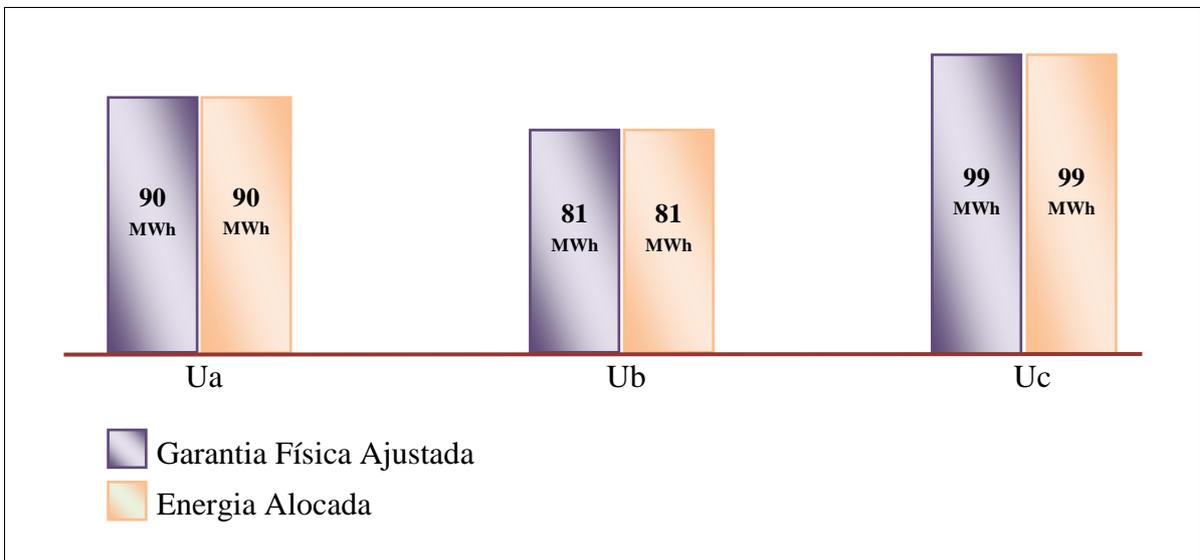


Figura 2.11 – MRE – Exemplo (iii) – (d)

Nota-se que, após a aplicação do MRE, todas as usinas receberam/transferiram a energia do/para o MRE até atingir suas respectivas Garantias Físicas Ajustadas obtidas após a redução das Garantias Físicas pelo Fator de Ajuste de Garantia Física.

Observa-se por meio deste exemplo que as usinas *Ub* e *Uc*, apesar de não terem obtido uma energia gerada da magnitude de suas respectivas Garantias Físicas, foram ajudadas pela usina *Ua* por meio da alocação de energia. Este é efeito do compartilhamento dos riscos hidrológicos proporcionado pelo MRE.

2.2 TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO

A transferência de energia proveniente do MRE é valorada pela Tarifa de Energia de Otimização - TEO conforme Art. 22 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho 1998 [13] que estabelece: *“As transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, visando a alocação de que trata o artigo anterior, estarão sujeitas à aplicação de encargo, baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinado à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.”*

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publica anualmente o valor da TEO a vigorar no ano seguinte. Para 2012, o valor da TEO estabelecido por [14], é de R\$ 9,58/MWh. Em especial, conforme [15], a cessão de energia pela UHE Itaipu é valorada ao valor mínimo vigente para o PLD.

De acordo com [6], a energia final cedida no âmbito do MRE, *i.e.*, a diferença positiva entre o montante mensal de energia doada e o montante mensal de energia recebida, relativo a cada usina no âmbito do MRE, será remunerada de acordo com a sua respectiva TEO, de modo a cobrir os custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. E a energia final recebida, *i.e.*, a diferença positiva entre o montante mensal de energia recebida e o montante mensal de energia doada, relativo a cada usina no âmbito do MRE, será valorada ao preço obtido pela média da TEO dos doadores do MRE, ponderada pelo montante de energia final cedido no mês, de modo a cobrir o custo de todos os doadores.

De modo a ilustrar como ocorre a valoração das transferências no MRE, aplicar-se-á aqui a TEO sobre as transferências ocorridas na situação (iii) do item anterior.

Vê-se que U_a transferiu 15 MWh ao MRE, e U_b e U_c receberam, respectivamente, 1 MWh e 14 MWh. Estes montantes valorados à TEO de R\$ 9,58/MWh, resultam em:

- U_a : Recebimento de 15 MWh \times R\$ 9,58/MWh = R\$ 143,70, que corresponde ao total de recebimentos para o Sistema estudado.
- U_b : Pagamento de R\$ 143,70 \times 1 MWh / 15 MWh = R\$ 9,58.
- U_c : Pagamento de R\$ 143,70 \times 14 MWh / 15 MWh = R\$ 134,12.

Nota-se que a soma de recebimentos é igual à soma de pagamentos, o que resulta em um saldo igual a 0 (zero) das transferências de energia no âmbito do MRE na CCEE.

Na Tabela 2.1 são apresentados os valores históricos da TEO:

Tabela 2.1 – Histórico da Tarifa de Energia de Otimização

Ato Administrativo	TEO
RESOLUÇÃO Nº 222, DE 30 DE JUNHO DE 1999	R\$ 3,00/MWh
RESOLUÇÃO Nº 172, DE 7 DE MAIO DE 2001	R\$ 4,00/MWh
RESOLUÇÃO Nº 149, DE 1º DE ABRIL DE 2003	R\$ 5,48/MWh
RESOLUÇÃO Nº 684, DE 24 DE DEZEMBRO DE 2003	R\$ 5,79/MWh
RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 132, DE 23 DE DEZEMBRO DE 2004	R\$ 6,84/MWh
RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 194, DE 19 DE DEZEMBRO DE 2005	R\$ 7,25/MWh
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 406, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2006	R\$ 7,47/MWh
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 587, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2007	R\$ 7,77/MWh
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 755, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2008	R\$ 8,18/MWh
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 926, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009	R\$ 8,51/MWh
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1098, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2010	R\$ 8,99/MWh
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.246, DE 13 DE DEZEMBRO DE 2011	R\$ 9,58/MWh

2.3 SAZONALIZAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA

Os geradores têm a liberdade de distribuir a Garantia Física de suas usinas ao longo dos meses durante o ano civil tal como lhe convier, desde que ao final do ano o valor estabelecido para a Garantia Física não seja ultrapassado. Esta distribuição da energia é conhecida como Sazonalização da Garantia Física e deverá ser indicada à CCEE anteriormente ao próximo ano civil. Caso o agente não sazonalize sua Garantia Física para o próximo ano, esta será considerada pela CCEE constante, em MWmédios, no decorrer dos meses do ano, i.e., terá Sazonalização Flat ou Uniforme. A Sazonalização da Garantia Física de uma usina hidrelétrica hipotética de 100 MWmédios de Garantia Física é apresentada pela Figura 2.12.

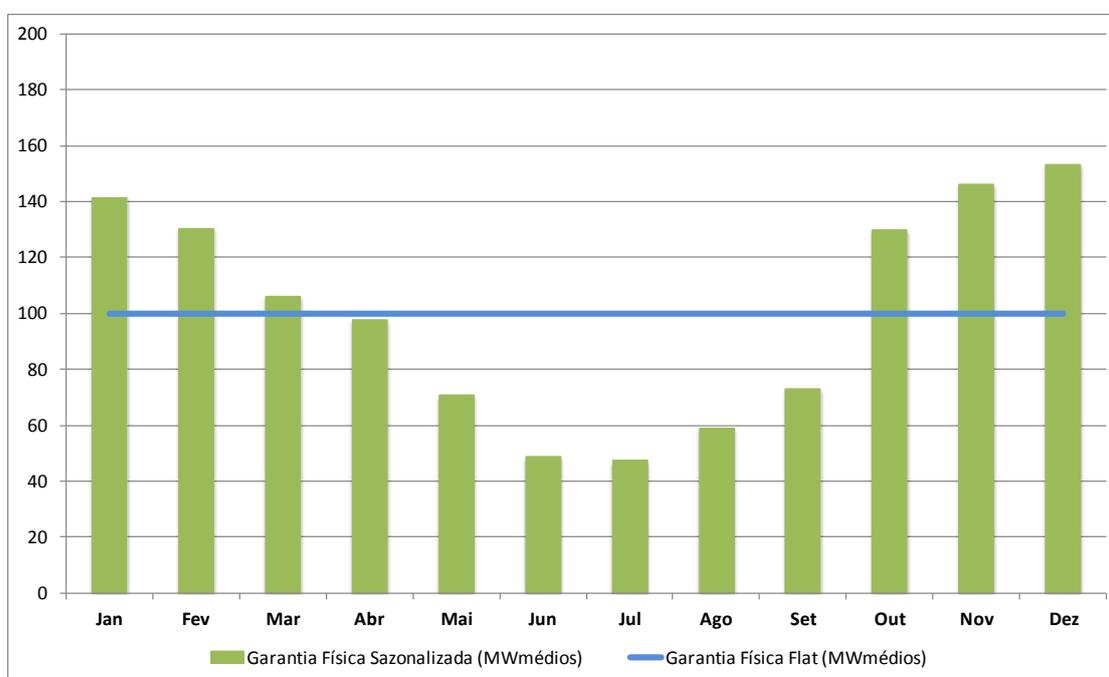


Figura 2.12 - Garantia Física Sazonalizada

A Sazonalização da Garantia Física é uma ferramenta que permite tanto a mitigação de riscos de exposição negativa dos agentes no Mercado *Spot* quanto a ampliação de suas receitas na Liquidação de Energia da CCEE.

Para exemplificar, considere as duas usinas U_a e U_b participantes do MRE e com modelagens idênticas na CCEE, que venderam contratos na totalidade de suas respectivas

Garantias Físicas. Ua sazonalizou sua Garantia Física conforme seu perfil de geração anual, que geralmente está bem próximo do perfil de geração do Sistema. Por outro lado, Ub não sazonalizou, mantendo sua Garantia Física *Flat* (Uniforme) durante todo o ano. Na Figura 2.13 são apresentados estes perfis de Sazonalização de Garantia Física.

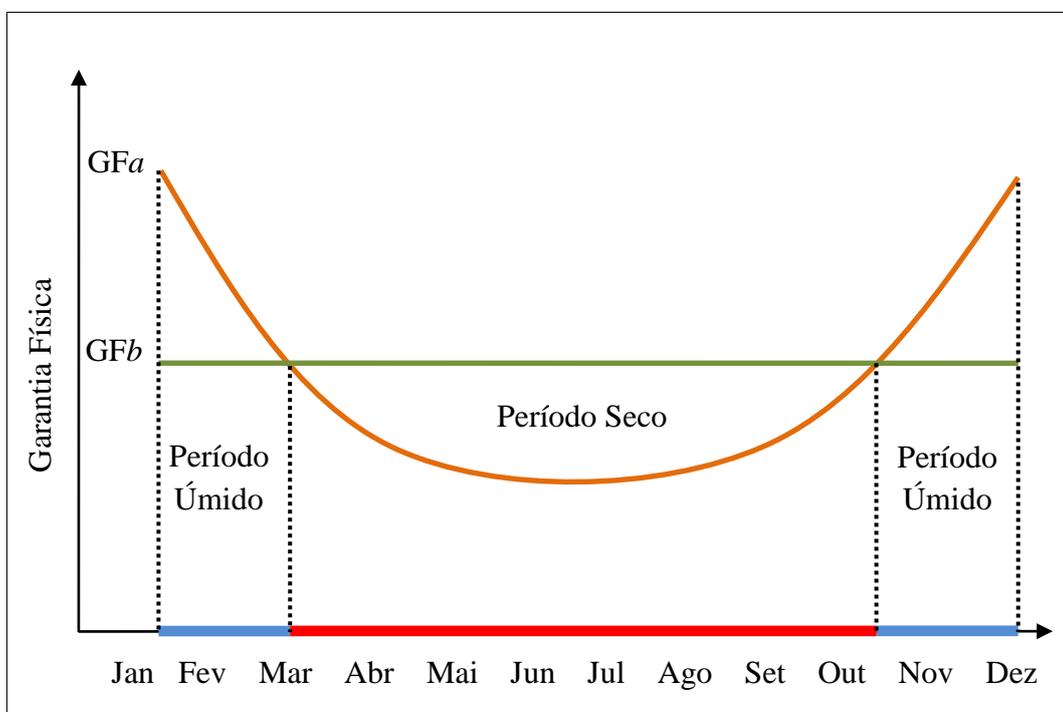


Figura 2.13 – Perfis de Sazonalização de Garantia Física de Ua e Ub

Nos períodos úmidos do ano, a Garantia Física de Ua é superior à de Ub . Assim sendo, caso as duas usinas obtenham o mesmo valor de energia gerada, que por sua vez seja inferior às suas Garantias Físicas, Ub está em vantagem sobre Ua , no âmbito do MRE, uma vez que deverá adquirir menos energia valorada à TEO, até a obtenção de sua Garantia Física. Caso as duas usinas obtenham o mesmo valor de energia gerada superior às suas Garantias Físicas, Ub ainda estaria em vantagem em relação à Ua , no âmbito do MRE, pois cederia mais energia valorada à TEO às demais usinas.

Por outro lado, a probabilidade de a Energia Gerada Total do Sistema ser superior à Garantia Física Total do Sistema é maior nos períodos úmidos do ano. Desta forma, também é grande a probabilidade de existir Energia Secundária no Sistema. Neste caso, uma vez que a Energia Secundária é compartilhada entre as usinas participantes do MRE proporcionalmente às suas Garantias Físicas, Ua receberia uma parcela maior de Energia

Secundária do que receberia Ub . Assim, Ua liquidaria mais energia no Mercado *Spot* do que Ub , uma vez que a Energia Secundária será liquidada ao PLD, conforme será visto no Capítulo 3.

Em situações em que o Fator de Ajuste de Garantia Física é menor do que 1 (uma unidade) durante os períodos úmidos do ano, Ub estaria em vantagem sobre Ua , pois Ub ficaria menos exposto ao PLD. Portanto, a definição de qual usina teria melhor resultado financeiro no âmbito da CCEE depende dos valores do PLD e da quantidade de Energia Secundária do Sistema.

Nos períodos secos, o resultado no MRE pode se inverter, pois a Garantia Física de Ub será maior que a de Ua . Adicionalmente, durante os períodos secos a probabilidade de a Energia Gerada Total do Sistema ser inferior à Garantia Física Total do Sistema é maior do que nos períodos úmidos. Desta forma, há maior probabilidade de o Fator de Ajuste de Garantia Física ser menor do que 1 (uma unidade). Assim, Ub estaria em desvantagem em relação à Ua , uma vez que o Fator de Ajuste de Garantia Física aplicado sobre sua Garantia Física faz com que sua exposição ao PLD seja maior.

Em situações em que há grande quantidade de Energia Secundária no Sistema durante os períodos secos do ano, Ub estaria em vantagem sobre Ua , pois Ub receberia mais Energia Secundária e, portanto, venderia mais energia ao PLD.

Portanto, os resultados de Liquidação de Energia intrínsecos à Sazonalização da Garantia Física das usinas depende fortemente do comportamento do PLD e da Energia Gerada Total do Sistema.

2.4 MODULAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA

A modulação da Garantia Física é o processo pelo qual a Garantia Física mensal é discretizada por semana e patamar de carga, tal como apresentado em sequencia pela Figura 2.14 e pela Figura 2.15.

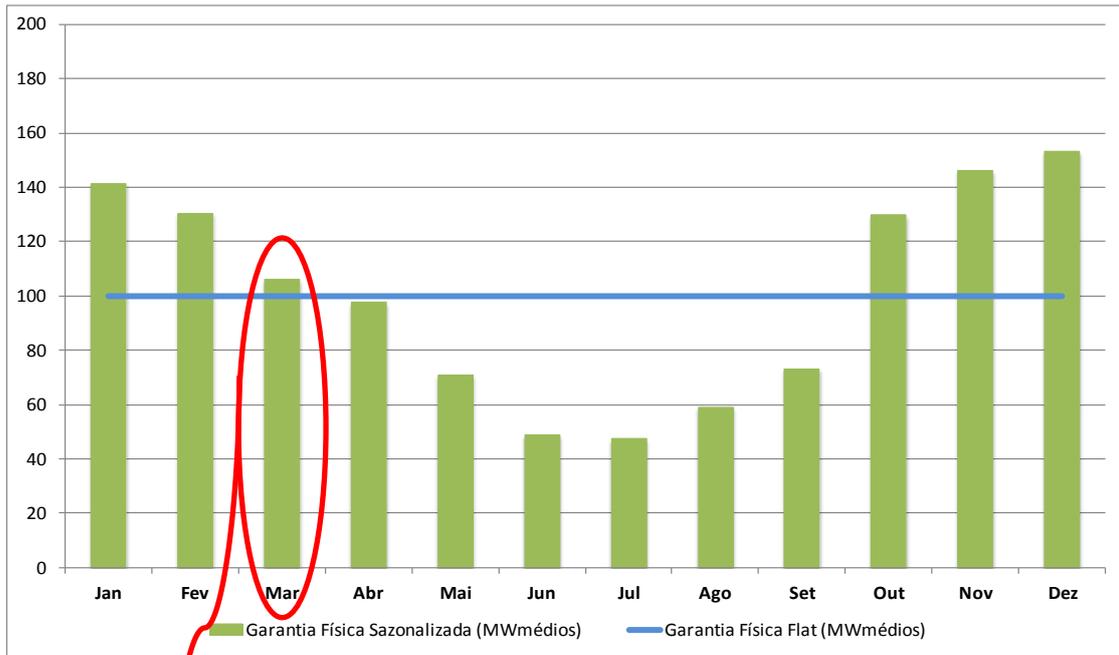


Figura 2.14 – Garantia Física Sazonalizada – Modulação

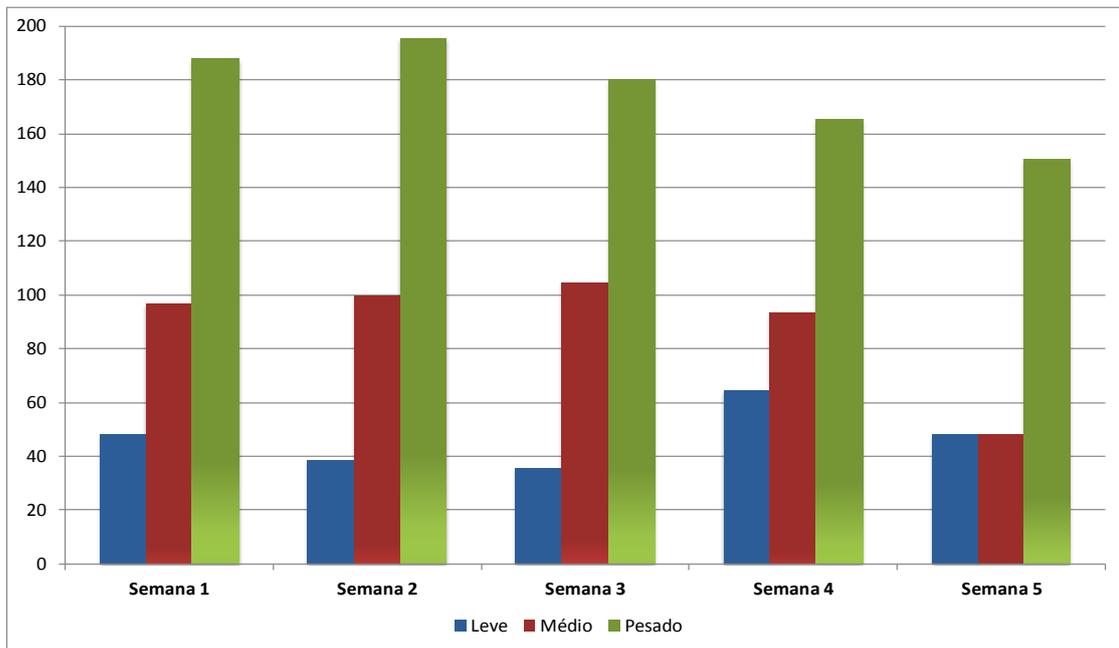


Figura 2.15 – Garantia Física Modulada

No caso das usinas participantes do MRE, a Garantia Física é modulada automaticamente pela CCEE. As Regras de Comercialização Versão 2010 [6] preveem a modulação

conforme perfil de geração dos agentes proprietários de usinas participantes do MRE, observando-se o limite de potência de cada usina.

3 - REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O conceito ora apresentado é formalizado por meio de equações que permitem à CCEE a aplicação do MRE às usinas hidrelétricas participantes do mecanismo e a Liquidação no Mercado *Spot* para os agentes proprietários das usinas. A sobreposição dos dois resultados é chamada aqui de Liquidação de Energia no mercado de curto prazo.

O conceito e o conjunto de equações formam as Regras de Comercialização, as quais objetivam tratar de forma homogênea os agentes participantes da CCEE. Neste capítulo serão detalhadas somente as equações das Regras de Comercialização - Versão 2010 [6] que interessam para este trabalho.

3.1 REGRA COMENTADA

Aqui não serão tratadas as regras para modulação da Garantia Física do Sistema ou da PCH, uma vez que a modulação é realizada automaticamente pela CCEE. Conseqüentemente, o agente proprietário da PCH não tem controle sobre seu resultado. Todavia, a Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$) para cada Usina, “ p ”, participante do MRE, e para cada Período de Comercialização, “ j ”, resultante desta modulação, será utilizada como dado de entrada para todo o cálculo apresentado, pois esta é a variável por meio da qual os perfis de Sazonalização de Garantia Física da PCH estudados neste trabalho são representados.

Antes do início da aplicação do MRE, é necessário calcular o Fator de Disponibilidade (FID_{pm}), cujo valor é sempre menor ou igual a 1 (uma unidade), de forma a verificar se a usina cumpriu seus critérios de disponibilidade. Em seguida, dá-se o início da aplicação do MRE. O cálculo de cada variável será apresentado conforme a regra e será comentado para melhor compreensão da sua função.

A contabilização na CCEE acontece para cada semana e patamar, *i.e.*, para cada Período de Comercialização ou de Apuração, e isto será notado no decorrer da apresentação das regras.

3.1.1 Garantia Física de uma usina

Para cada Usina, “ p ”, participante do MRE, em cada Período de Comercialização, “ j ”, a Garantia Física (ASS_{1pj}), deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:

$$ASS_{1pj} = FASS_{pj} \times FID_{pm} \quad (3.1)$$

Comentário: Esta equação traduz o efeito da indisponibilidade histórica da usina. Para a aplicação do MRE será adotada como referência a Garantia Física (ASS_{1pj}) para balizar as transferências de energia a qual é o resultado da redução da Garantia Física Livre por motivo de indisponibilidade.

3.1.2 Cálculo da Energia Secundária

Para cada Período de Comercialização, “ j ”, a Energia Secundária Total no Sistema (SEC_j) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:

a) Se

$$\sum_{p_{ERM}} G_{pj} > \sum_{p_{ERM}} ASS_{1pj}$$

, então:

$$SEC_j = \sum_{p_{ERM}} G_{pj} - \sum_{p_{ERM}} ASS_{1pj} \quad (3.2)$$

b) Caso contrário:

$$SEC_j = 0 \quad (3.3)$$

Comentário: Aqui, para cada Período de Comercialização, faz-se a comparação entre o somatório da Geração Final da Usina de todas as usinas participantes do MRE e o somatório da Garantia Física de todas as usinas participantes do MRE. Caso este somatório

de geração seja superior ao somatório de Garantia Física, haverá Energia Secundária Total no Sistema, caso contrário, não haverá.

3.1.3 Garantia Física Ajustada

Para cada Período de Comercialização, “j”, o Fator de Ajuste de Garantia Física (GSF_j) e a Garantia Física Ajustada (ASS_{2pj}) deverão ser determinados de acordo com as seguintes regras:

a) Se

$$SEC_j > 0$$

, então:

$$GSF_j = 1 \quad (3.4)$$

, e:

$$ASS_{2pj} = ASS_{1pj} \quad (3.5)$$

b) Se

$$SEC_j = 0$$

, então:

$$GSF_j = \frac{\sum_{p_ERM} G_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_{1pj}} \quad (3.6)$$

, e:

$$ASS_{2pj} = ASS_{1pj} \times GSF_j \quad (3.7)$$

Comentário: Se a Energia Secundária Total no Sistema for maior ou igual a zero, o Fator de Ajuste de Garantia Física valerá 1 (uma unidade) e por conseguinte, a Garantia Física Ajustada será igual à Garantia Física. Ou seja, cada usina receberá do MRE energia até completar sua Garantia Física e ainda seu montante de Energia Secundária. Se a Energia Secundária Total no Sistema valer zero, o Fator de Ajuste de Garantia Física será menor ou igual a 1 (uma unidade) e todas as usinas terão suas Garantias Físicas reduzidas por este fator para fins de aplicação do MRE.

3.1.4 Alocação da Garantia Física

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE, em cada Período de Comercialização, “*j*”, o Superávit de Geração do MRE (ERM_Surp_{pj}) ou o Déficit de Geração do MRE (ERM_Def_{pj}) deverão ser determinados de acordo com as seguintes regras:

a) Se

$$G_{pj} > ASS_2_{pj}$$

, então:

$$ERM_Surp_{pj} = G_{pj} - ASS_2_{pj} \quad (3.8)$$

b) Caso contrário:

$$ERM_Def_{pj} = ASS_2_{pj} - G_{pj} \quad (3.9)$$

Comentário: Se a Geração Final da Usina for superior à sua Garantia Física Ajustada, esta usina será superavitária no MRE. Caso contrário, ela será deficitária.

Para cada Submercado, “*s*”, e para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Superávit Total de Geração (Pot_{sj}) e o Déficit Total de Geração ($Deficit_{sj}$) deverão ser determinados de acordo com as seguintes fórmulas:

a)

$$Pot_{sj} = \sum_{ps_ERM} ERM_Surp_{pj} \quad (3.10)$$

b)

$$Deficit_{sj} = \sum_{ps_ERM} ERM_Def_{pj} \quad (3.11)$$

Comentário: Para cada submercado são calculados os acrônimos Superávit Total de Geração e Déficit Total de Geração que representam, respectivamente, a soma dos superávits e déficits de energia de todas as usinas que compõem aquele submercado. O motivo desta segregação de superávits e déficits por submercado deve-se ao fato de que inicialmente o MRE é aplicado a usinas do mesmo submercado e caso ainda existam déficits e superávits de energia acontece a transferência de energia entre usinas de submercados diferentes. Assim é feito para que seja reduzido o montante de energia que será alocada de um submercado para outro por ocasião da diferença de PLD entre eles. Então, preferencialmente, as usinas transferem energia umas às outras dentro do mesmo submercado e depois entre submercados diferentes.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE no Submercado, “*s*”, o Ajuste do Primeiro Estágio de Alocação de Energia (EA_{1pj}) para cada Período de Comercialização, “*j*”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{1pj} = -1 \times (ERM_Surp_{pj}) \quad (3.12)$$

Comentário: Aqui é calculado quanto de energia cada usina participante transferirá para o MRE.

Para cada Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, se $Pot_{sj} > Deficit_{sj}$, então:

a) O Superávit Líquido de Geração (Pot_{1sj}) deve ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pot_{1sj} = Pot_{sj} - Deficit_{sj} \quad (3.13)$$

Comentário: Se o submercado é superavitário, é calculado o montante líquido de energia passível de ser transferido a outro submercado.

b) Para cada Usina, “ p ”, participante do MRE no Submercado correspondente, “ s ”, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Garantia Física ($EA_{2ASS_{pj}}$) em um Período de Comercialização, “ j ”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{2ASS_{pj}} = ERM_{Def_{pj}} \quad (3.14)$$

Comentário: Se o submercado é superavitário, cada usina participante receberá do MRE seu déficit de energia.

Para cada Submercado, “ s ”, para cada Período de Comercialização, “ j ”, se $Pot_{sj} < Deficit_{sj}$, então:

a) O Superávit Líquido de Geração (Pot_{1sj}) será:

$$Pot_{1sj} = 0 \quad (3.15)$$

Comentário: Se o submercado é deficitário, seu Superávit Líquido de Geração é nulo.

b) Para cada Usina, “ p ”, participante do MRE no Submercado correspondente, “ s ”, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia relativo à Garantia Física ($EA_{2ASS_{pj}}$) em um Período de Comercialização, “ j ”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{2ASS_{pj}} = Pot_{sj} \times \left(\frac{ERM_{Def_{pj}}}{\sum_{ps_{ERM}} ERM_{Def_{pj}}} \right) \quad (3.16)$$

Comentário: Se o submercado é deficitário, cada usina deficitária receberá energia das outras usinas de seu submercado proporcionalmente à sua contribuição de déficit para seu submercado.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE no Submercado correspondente, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Déficit Após o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia (*Deficit_1_{pj}*) deverá ser calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Deficit_{1_{pj}} = ERM_{Def_{pj}} - EA_{2ASS_{pj}} \quad (3.17)$$

Comentário: Para cada usina é verificado o montante de energia ainda deficitária após as transferências de energia dentro dos submercados.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE localizada em um Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Garantia Física (*EA_3ASS_{plj}*) alocada de um Submercado doador, “*l*”, deverá ser determinado de acordo com as seguintes regras:

a) Se

$$\sum_s Pot_{1_{sj}} = 0$$

, então:

$$EA_{3ASS_{plj}} = 0 \quad (3.18)$$

b) Caso contrário:

$$EA_{3ASS_{plj}} = Deficit_{1_{pj}} \times \left(\frac{Pot_{1_{lj}}}{\sum_s Pot_{1_{sj}}} \right) \quad (3.19)$$

Comentário: Se o somatório do Superávit Líquido de Geração de todos os submercados é nulo, não haverá transferência de energia entre eles, caso contrário cada usina receberá energia proporcionalmente à contribuição de superávit de cada submercado doador ao Sistema, até o limite de seu déficit.

3.1.5 Alocação da Energia Secundária

Para cada Submercado, “s”, a Energia Remanescente Após a Alocação de Garantia Física (ERN_{sj}), para cada Período de Comercialização, “j”, deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:

a) Se

$$Pot_{1_{sj}} = 0$$

, então:

$$ERN_{sj} = 0 \quad (3.20)$$

Comentário: Se o Superávit Líquido de Geração naquele submercado é nulo, a energia remanescente deste submercado também é nula.

b) Caso contrário:

$$ERN_{sj} = Pot_{1_{sj}} - \sum_{ps_{ERM}} EA_{3ASS_{psj}} \quad (3.21)$$

Comentário: Se existe Superávit Líquido de Geração naquele submercado, a energia remanescente deste submercado é dada pela diferença entre este superávit e a energia que foi doada aos outros submercados.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Direito Total à Energia Secundária ($SEC_{C_{pj}}$) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$SEC_{C_{pj}} = SEC_j \times \left(\frac{ASS_{1_{pj}}}{\sum_{p_{ERM}} ASS_{1_{pj}}} \right) \quad (3.22)$$

Comentário: Cada usina terá direito de receber a sua Energia Secundária proporcionalmente à sua Garantia Física.

Para cada Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Direito Total à Energia Secundária em um Submercado ($SEC_{SM_{sj}}$) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$SEC_{SM_{sj}} = \sum_{ps_{ERM}} SEC_{C_{pj}} \quad (3.23)$$

Comentário: O direito de recebimento de Energia Secundária de um submercado é igual à soma dos direitos individuais de cada usina que o compõe.

Para cada Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, se $ERN_{sj} > SEC_{SM_{sj}}$, então:

a) O Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária ($Pot_{2_{sj}}$) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pot_{2_{sj}} = ERN_{sj} - SEC_{SM_{sj}} \quad (3.24)$$

Comentário: Se a energia remanescente do submercado é superior ao seu direito de recebimento de Energia Secundária, este submercado é superavitário após alocação da Energia Secundária.

b) Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária (EA_2SEC_{pj}) em um Período de Comercialização, “*j*”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_2SEC_{pj} = SEC_C_{pj} \quad (3.25)$$

Comentário: Se a energia remanescente do submercado é superior ao seu direito de recebimento de Energia Secundária, cada usina que compõe este submercado terá sua Energia Secundária tal como lhe é de direito.

Para cada Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, se $ERN_{sj} \leq SEC_SM_{sj}$, então:

a) O Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária (Pot_2_{sj}) será:

$$Pot_2_{sj} = 0 \quad (3.26)$$

Comentário: Se a energia remanescente do submercado é inferior ou igual ao seu direito de recebimento de Energia Secundária, este submercado não é superavitário após alocação da Energia Secundária.

b) Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativa à Energia Secundária (EA_2SEC_{pj}) em um Período de Comercialização, “*j*”, deve ser determinado de acordo com as seguintes regras:

(i) Se

$$SEC_SM_{sj} = 0$$

, então:

$$EA_2SEC_{pj} = 0 \quad (3.27)$$

Comentário: Se a energia remanescente do submercado é inferior ou igual ao seu direito de recebimento de Energia Secundária e o direito de recebimento de Energia Secundária do submercado é nula, a usina não receberá Energia Secundária de usinas de seu submercado.

(ii) Caso contrário:

$$EA_2SEC_{pj} = ERN_{sj} \times \left(\frac{SEC_C_{pj}}{SEC_SM_{sj}} \right) \quad (3.28)$$

Comentário: Se a energia remanescente do submercado é inferior ou igual ao seu direito de recebimento de Energia Secundária e o direito de recebimento de Energia Secundária do submercado não é nula, cada usina deste submercado terá sua Energia Secundária por razão de transferências internas ao seu submercado proporcional à razão entre a energia remanescente de seu submercado e o direito de recebimento de Energia Secundária do seu submercado.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE no Submercado correspondente, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Déficit Após o Ajuste de Energia Secundária (*Deficit*_{2*pj*}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Deficit_{2pj} = SEC_C_{pj} - (EA_2SEC_{pj}) \quad (3.29)$$

Comentário: Ainda pode existir déficit de Energia Secundária caso o direito de recebimento de Energia Secundária da usina seja superior à Energia Secundária recebida até então.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE localizada em um Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária (*EA*_{3*SEC**plj*}) alocada de um Submercado doador, “*l*”, deverá ser determinado de acordo com as seguintes regras:

a) Se

$$\sum_s Pot_{2sj} = 0$$

, então:

$$EA_{3SEC_{plj}} = 0 \quad (3.30)$$

b) Caso contrário:

$$EA_{3SEC_{plj}} = Deficit_{2pj} \times \left(\frac{Pot_{2lj}}{\sum_s Pot_{2sj}} \right) \quad (3.31)$$

Comentário: Se o somatório do Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária de todos os submercados é nulo, não haverá transferência de Energia Secundária entre eles, caso contrário cada usina receberá Energia Secundária proporcionalmente à contribuição de superávit de cada submercado doador de Energia Secundária, até o limite de seu déficit de Energia Secundária.

3.1.6 Ajustes Totais do MRE

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE, localizada no Submercado, “*s*”, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia (EA_{2pj}) em um Período de Comercialização, “*j*”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{2pj} = EA_{2ASS_{pj}} + EA_{2SEC_{pj}} \quad (3.32)$$

Comentário: O resultado de transferências de energia para a usina, considerando as transferências internas a um mesmo submercado é dado pela soma entre a cobertura de seu déficit de energia e sua Energia Secundária recebida de usinas que compõem seu submercado.

Para cada Usina, “*p*”, participante do MRE, localizada no Submercado, “*s*”, para cada Período de Comercialização, “*j*”, o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia

(EA_{3plj}) alocado de um Submercado doador, “ l ”, deve ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{3plj} = EA_{3ASSplj} + EA_{3SECPlj} \quad (3.33)$$

Comentário: O resultado de transferências de energia para a usina, considerando as transferências entre submercados, é dado pela soma entre a cobertura de seu déficit de energia mesmo após as transferências internas de seu submercado e sua Energia Secundária recebida de outros submercados.

Para cada Usina, “ p ”, participante do MRE, para cada Período de Comercialização “ j ”, o Ajuste Total de MRE da Usina (ERM_{Ppj}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$ERM_{Ppj} = EA_{1pj} + EA_{2pj} + \sum_s EA_{3plj} \quad (3.34)$$

Comentário: O resultado final das transferências de energia no MRE da usina é igual ao seu superávit inicial de energia adicionado às transferências de energia internas ao seu submercado e às transferências de energia de outros submercados. Esta é a última equação estudada que trata individualmente cada usina participante do MRE. As próximas equações farão a agregação dos resultados da usina por agente gerador.

Para o Perfil de Geração do Agente, “ g ”, para cada Período de Comercialização, “ j ”, o Total de Ajuste de MRE do Gerador em seu próprio Submercado ($ERMAS_{sgj}$) para um Submercado, “ s ”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$ERMAS_{sgj} = \sum_{pgs_{ERM}} (EA_{1pj} + EA_{2pj}) \quad (3.35)$$

Comentário: O resultado final das transferências de energia no MRE do agente gerador internas ao seu submercado é igual ao somatório da transferência do superávit inicial de energia de cada usina pertencente ao agente gerador adicionado às transferências de energia internas ao seu submercado também de cada usina pertencente ao agente gerador.

Para o Perfil de Geração do Agente, “g”, para cada Período de Comercialização, “j”, o Ajuste de MRE do Gerador de um Submercado para Outro ($ERMAL_{gslj}$) no Submercado, “l”, para Usinas em um Submercado, “s”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$ERMAL_{gslj} = \sum_{p \in gs_ERM} EA_{3plj} \quad (3.36)$$

Comentário: O resultado das transferências de energia no MRE do agente gerador para outro submercado é igual ao somatório das transferências de cada usina doadora pertencente a outro submercado para as usinas pertencentes ao agente gerador.

Para o Perfil de Geração do Agente, “g”, para cada Período de Comercialização, “j”, o Total de Ajuste de MRE do Gerador Alocado em Outro Submercado ($TERMAL_{lgj}$), para o Submercado, “l”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$TERMAL_{lgj} = \sum_{s \neq l} ERMAL_{gslj} \quad (3.37)$$

Comentário: O resultado final das transferências de energia no MRE do agente gerador entre submercados é igual ao somatório das transferências de energia no MRE do agente gerador para outros submercados diferentes do submercado do agente gerador.

3.2 LIQUIDAÇÃO NO MERCADO SPOT E LIQUIDAÇÃO DE ENERGIA PARA AGENTES PROPRIETÁRIOS DE USINAS PARTICIPANTES DO MRE

Durante o processo de contabilização na CCEE, a Energia Medida relativa aos ativos do agente de mercado é comparada com sua Energia Contratada. Especialmente para agentes proprietários de usinas participantes do MRE, a Energia Medida é utilizada na aplicação das regras do MRE. Neste contexto, o resultado da alocação de energia proveniente da aplicação do mecanismo é comparado com a Energia Contratada. Assim, a Liquidação no Mercado *Spot* corresponde à diferença entre estes dois montantes valorada ao PLD.

A seguir são apresentadas as equações utilizadas na Versão 2010 das Regras de Comercialização da CCEE [6] por meio das quais se obtém a Liquidação do Mercado *Spot* para agentes geradores.

O volume de Geração Líquida ($NET_{G_{sgj}}$) alocado para um Perfil de Geração do Agente, “g”, em cada Submercado, “s”, será determinado para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com a seguinte fórmula:

$$NET_{G_{sgj}} = TGG_{sgj} + ERMAS_{sgj} + TERMAL_{sgj} - CG_{sgj} \quad (3.38)$$

Onde:

- TGG_{sgj} é a Energia Gerada Total do Gerador, “g”, para cada submercado, “s”, e para cada Período de Comercialização, “j”; e
- CG_{sgj} é Geração Contratada do Gerador, “g”, para cada submercado, “s”, e para cada Período de Comercialização, “j”.

Comentário: Para cada submercado e Período de Comercialização, a Geração Líquida é igual ao somatório entre a energia gerada pelo agente gerador, o resultado final das transferências de energia no MRE do agente gerador internas ao seu submercado e o resultado final das transferências de energia no MRE do agente gerador entre submercados, abatida a Geração Contratada do agente gerador.

Para o Perfil de Geração do Agente, “g”, e para cada Período de Comercialização, “j”, será determinado o pagamento pela energia gerada em cada Submercado, “s”, chamado nas Regras de Comercialização de Geração Medida ($GWGP_{sgj}$), de acordo com a seguinte fórmula:

$$GWGP_{sgj} = NET_{G_{sgj}} \times PLD_{sj} \quad (3.39)$$

Comentário: A variável Geração Medida calculada acima é, neste trabalho, chamada de Liquidação do Mercado *Spot* e sua unidade é R\$. Ela é dada pelo produto entre a Geração

Líquida e o PLD para cada agente gerador, submercado e Período de Comercialização, e, portanto, pode assumir tanto valores positivos quanto negativos.

Neste trabalho, o Resultado da Liquidação Financeira na CCEE (LIQ_{sgj}) para o Agente, “g”, em cada Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, é dado pela seguinte fórmula:

$$LIQ_{sgj} = GWGP_{sgj} - \left(\sum_{pgs_ERM} ERM_{Ppj} \right) \times TEO_m \quad (3.40)$$

Onde:

- TEO_m é a Tarifa de Energia de Otimização vigente para o mês, “m”.

3.3 POSSÍVEIS SITUAÇÕES DE CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA PARA USINAS HIDRELÉTRICAS PARTICIPANTES DO MRE

A seguir serão apresentadas as possíveis situações de Liquidação no Mercado *Spot* para agentes proprietários de usina participante do MRE para um determinado Período de Comercialização.

Para fins desta análise:

- a) O agente gerador possui apenas uma usina;
- b) O agente gerador comprometeu a totalidade de sua Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$) e não mais do que isto em venda de contratos; e
- c) A variável $G_{MRE_{pj}}$ representa a Energia Alocada da usina após a aplicação do MRE para a Usina, “p” e para cada Período de Comercialização “j”.

Seguem as situações:

- (i) Situação 1

Condições:

- $G_MRE_{pj} = ASS_I_{pj}$
- $ASS_I_{pj} = FASS_{pj}$
- $ASS_2_{pj} = ASS_I_{pj}$

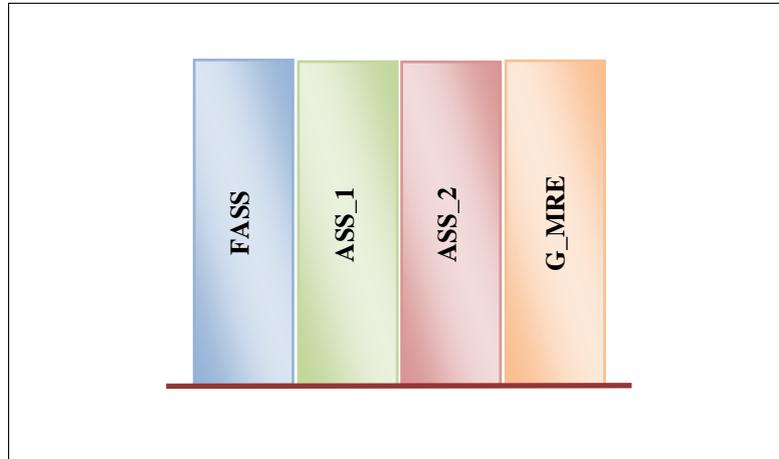


Figura 3.1 – MRE - Situação 1

Esta situação é bastante incomum, uma vez que é muito baixa a probabilidade de a Energia Alocada (G_MRE_{pj}) ser exatamente igual à Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$) da usina. Esta situação seria possível apenas se a Energia Gerada Total do Sistema fosse igual à Garantia Física Total do Sistema. Além disso, para que a Garantia Física (ASS_I_{pj}) seja igual à Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$), a usina não poderia ter sua Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$) reduzida em razão de indisponibilidade. Para este arranjo, a Energia Secundária seria nula, o Fator de Ajuste de Garantia Física valeria 1 (uma unidade) e, conseqüentemente, a Liquidação no Mercado *Spot* também seria nula.

(ii) Situação 2

Condições:

- $G_MRE_{pj} > ASS_I_{pj}$
- $ASS_I_{pj} = FASS_{pj}$
- $ASS_2_{pj} = ASS_I_{pj}$

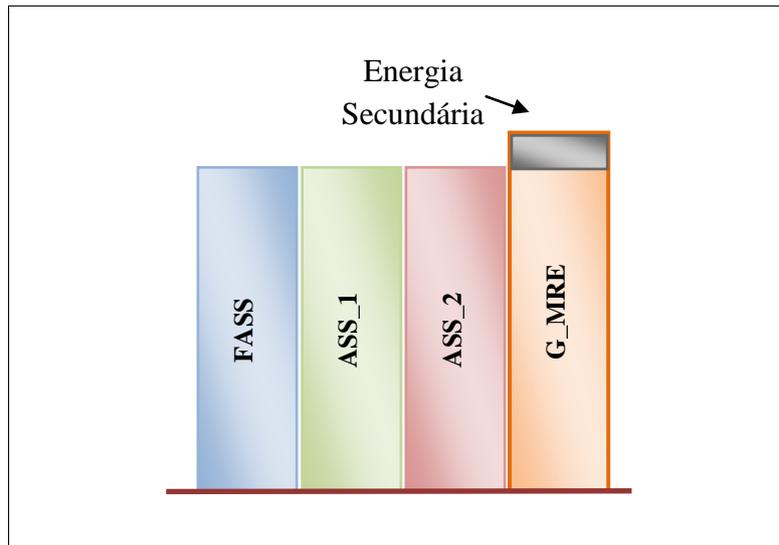


Figura 3.2 – MRE - Situação 2

A situação 2 é bastante comum e representa a ocasião em que a Energia Gerada Total do Sistema é superior à Garantia Física Total do Sistema. Desta forma, cada usina participante do MRE recebe sua parte de Energia Secundária proporcionalmente à sua Garantia Física (ASS_{1pj}). O resultado é a liquidação da Energia Secundária (em destaque) no Mercado *Spot*. Para que esta situação ocorra, ainda é necessário que a usina não sofra redução de Garantia Física em razão de indisponibilidade.

(iii) Situação 3

Condições:

- $G_{MREpj} > ASS_{1pj}$
- $ASS_{2pj} = ASS_{1pj}$
- $ASS_{1pj} < FASS_{pj}$

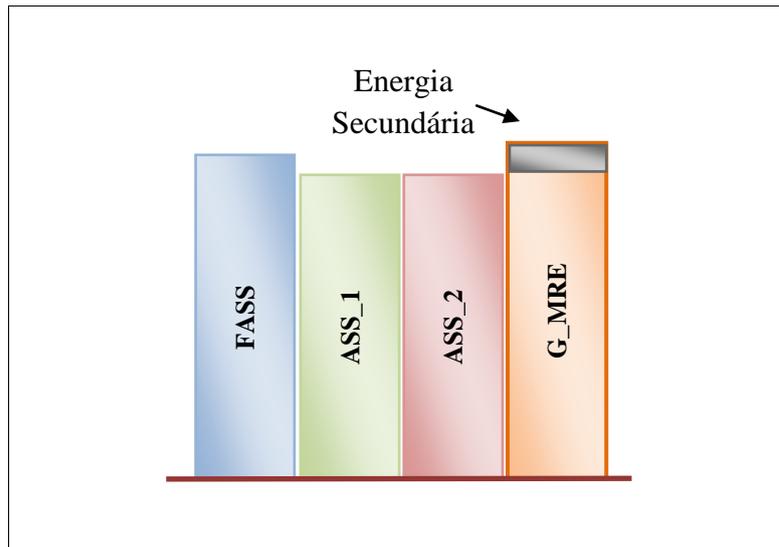


Figura 3.3 – MRE - Situação 3

Nesta situação, a Energia Gerada Total do Sistema é superior à Garantia Física Total do Sistema, resultando numa Energia Secundária proporcional à Garantia Física (ASS_{1pj}) da usina que é inferior à sua Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$) em razão de indisponibilidade. Portanto, em razão da indisponibilidade, a usina passa a liquidar menos energia no Mercado *Spot* por ocasião de sua Energia Secundária ser menor.

(iv) Situação 4

- $G_{MRE_{pj}} = ASS_{2pj}$
- $ASS_{2pj} < ASS_{1pj}$
- $ASS_{1pj} < FASS_{pj}$

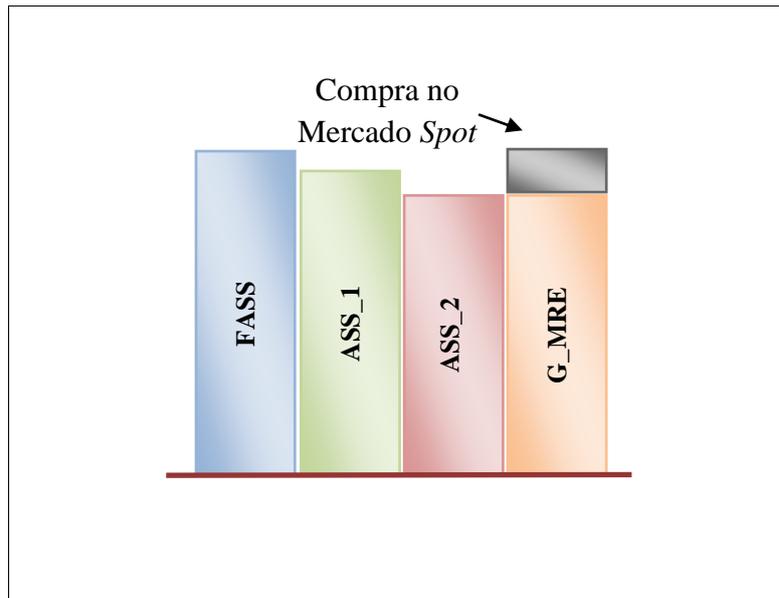


Figura 3.4 – MRE - Situação 4

Nesta situação, a Energia Gerada Total do Sistema é inferior à Garantia Física Total do Sistema, resultando na redução da Garantia Física (ASS_{1pj}) de todas as usinas participantes do MRE para a Garantia Física Ajustada (ASS_{2pj}). Desta forma, a usina deverá comprar no Mercado *Spot* a energia faltante para completar sua Garantia Física Livre ($FASS_{pj}$), *i.e.*, sua Energia Contratada. É válido ressaltar que quanto menor for a Garantia Física (ASS_{1pj}) da usina, menor será sua Garantia Física Ajustada (ASS_{2pj}). Portanto, as indisponibilidades da usina também têm relevante importância para a contabilização de energia, conforme este arranjo.

4 - METODOLOGIA E SIMULAÇÕES

4.1 METODOLOGIA

A seguir serão descritas as etapas da metodologia adotada.

Etapa 1 - A metodologia adotada partiu da obtenção, por meio dos resultados da execução do NEWAVE, das 2.000 séries de despachos previstos de geração hidráulica e das 2.000 séries de CMO. Ambas as amostras para cada subsistema, para cada patamar de carga e para o período de 12 meses em análise.

Etapa 2 - A partir das séries de CMO simuladas, foram obtidas 2.000 séries de PLD para cada mês, submercado e patamar de carga.

Etapa 3 - Em seguida, foi estimada a Garantia Física Sazonalizada do Sistema para os 12 meses a partir de dados históricos de Garantia Física do Sistema e sua expectativa de crescimento até o ano em estudo.

Etapa 4 - No próximo passo, a PCH hipotética foi modelada com suas informações de Garantia Física, Potência Instalada e subsistema de localização.

Etapa 5 - A partir destes dados e com o conhecimento da Energia Natural Afluenta - ENA histórica do subsistema onde a PCH hipotética está localizada, foi estimada a energia gerada da PCH para os 12 meses e para cada patamar de carga.

Etapa 6 - Para esta PCH, então, foram desenhados três perfis de Sazonalização de Garantia Física: Sazonalização Direta (conforme sazonalidade da ENA), Sazonalização Inversa (espelho da Direta) e Sazonalização Uniforme (*Flat*).

Etapa 7 – Em seguida foi definido o montante de energia contratado pelo agente proprietário da PCH e a sazonalização da energia contratada.

Etapa 8 - Finalizada a etapa de modelagem, as Regras de Comercialização da CCEE foram aplicadas. Assim, para cada perfil de Sazonalização da Garantia Física da PCH,

foram calculados, para o agente proprietário da PCH, as quantidades de energia transacionadas no âmbito do MRE e o custo e/ou receita relacionados a estas transferências para cada mês e para cada uma das 2.000 séries estudadas. Também foram calculados, para o agente proprietário da PCH e para cada perfil pré-definido de Sazonalização da Garantia Física da PCH, a exposição ao Mercado *Spot* e os valores liquidados a cada mês e para cada uma das 2.000 séries estudadas.

Etapa 9 - Com as amostras dos montantes de Liquidação de Energia assim obtidas, foi possível calcular diversas variáveis estatísticas que permitiram estimar os riscos associados à Liquidação de Energia para o agente proprietário da PCH para os diferentes perfis de Sazonalização de Garantia Física da PCH.

A seguir, segue fluxograma da metodologia.

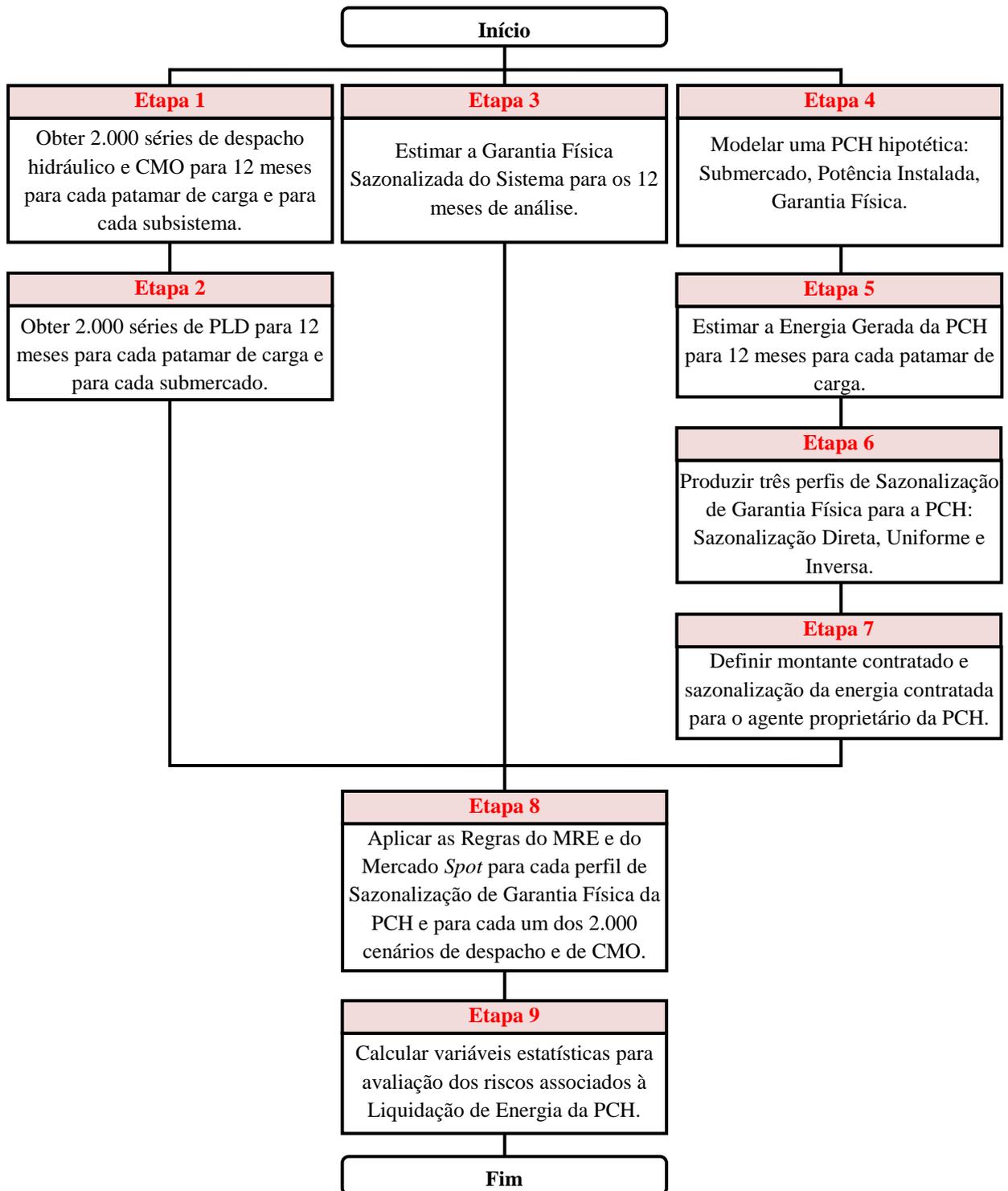


Figura 4.1– Fluxograma da metodologia

4.2 SIMULAÇÕES

As simulações foram executadas para cada etapa apresentada no fluxograma da Figura 4.1, as quais serão a seguir detalhadas.

4.2.1 Etapa 1

Na Etapa 1 foram obtidos 2.000 valores de despacho do bloco hidráulico e do CMO dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, para cada patamar de carga e cada mês do ano de 2013 a partir dos resultados do NEWAVE gerados no Programa Mensal de Operação – PMO de janeiro de 2011 disponibilizado em [16].

4.2.2 Etapa 2

Na Etapa 2, os 2.000 valores de CMO para cada patamar de carga e subsistema obtidos na Etapa 1 foram limitados inferior e superiormente, respectivamente, pelos valores de R\$ 12,20 e R\$ 727,52 que correspondem ao PLD mínimo e máximo publicados em [17].

4.2.3 Etapa 3

Na Etapa 3, foram utilizados os valores de Garantia Física Sazonalizada das usinas participantes do MRE para cada submercado em 2010 publicados pela CCEE em [18]. Os valores são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Garantia Física Sazonalizada das usinas participantes do MRE (2010) (MWh)

Mês	NORDESTE	NORTE	SUDESTE	SUL
Jan	4.162.480,79	3.037.811,63	17.686.320,96	3.720.791,59
Fev	3.859.362,90	2.731.819,68	17.315.488,80	4.203.454,30
Mar	4.291.413,68	3.036.081,41	18.574.945,60	4.763.388,77
Abr	4.213.299,49	2.933.762,80	18.742.738,18	4.847.767,26
Mai	4.596.593,69	2.988.217,38	19.328.472,50	4.704.400,73
Jun	4.744.719,40	2.884.905,00	18.756.006,37	4.672.531,09

Jul	4.803.098,83	2.984.727,40	20.092.267,43	4.988.409,69
Ago	4.775.470,29	3.017.221,59	21.315.519,84	5.026.395,50
Set	4.616.315,24	2.954.577,28	19.616.273,31	4.978.385,87
Out	4.746.459,50	3.105.172,01	20.811.159,05	5.302.506,03
Nov	4.611.996,08	3.014.597,71	20.301.889,97	5.302.840,17
Dez	4.734.530,46	3.128.385,32	20.653.768,95	5.487.093,50

No entanto, precisa-se fazer dois ajustes nestes valores. Para o ajuste (i) ressalta-se que os dados obtidos por meio do NEWAVE na Etapa 1 contém apenas os valores de despacho hidráulico dos reservatórios equivalentes dos subsistemas, os quais não consideram a energia de PCHs. Assim, para posterior execução da Etapa 8, foi necessário excluir dos valores da Garantia Física Sazonalizada para 2010 a percentagem representativa da Garantia Física das PCHs. Para estimar esta percentagem, foram obtidos em [19] os valores de Garantia Física das usinas participantes do MRE despachadas centralizadamente - UHE e das PCHs para 2010. Na Figura 4.2 são apresentados os valores de Garantia Física Sazonalizada por fonte de geração publicados pela CCEE em [18].

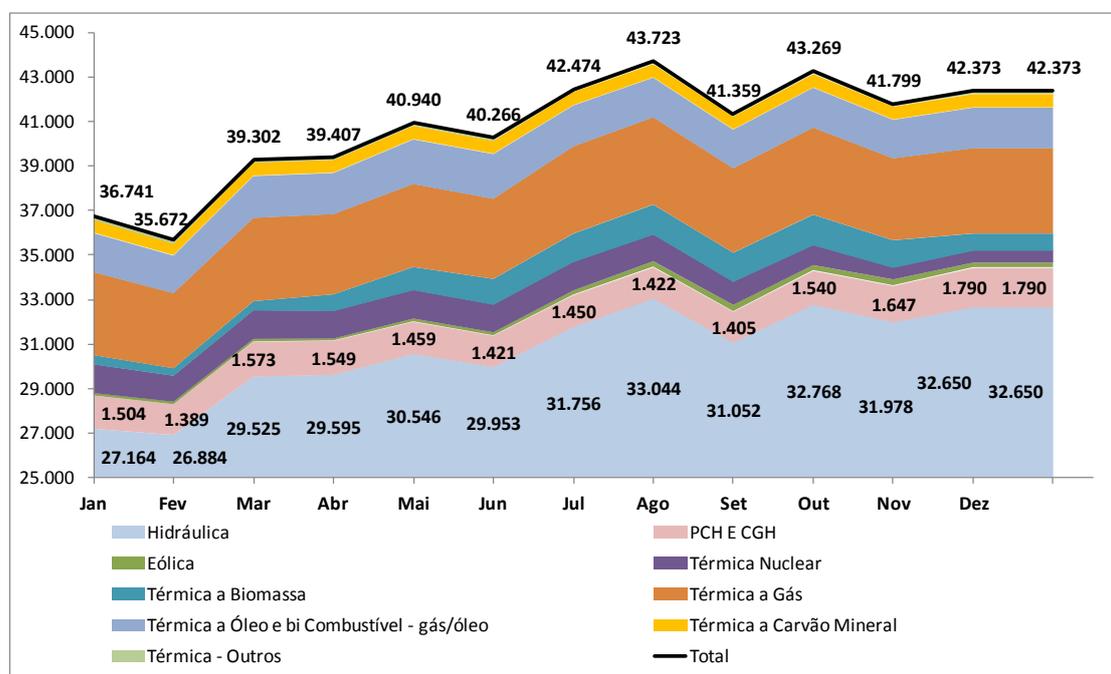


Figura 4.2 - Garantia Física das usinas por fonte de geração (GWh)

Os valores indicam que as Garantias Físicas das PCHs representaram, em 2010, 4,7% das Garantias Físicas do total de usinas hidráulicas.

Em seguida, para o ajuste (ii), foi necessário considerar o incremento de Garantia Física de 2010 a 2013 devido à entrada em operação de novas usinas. Para tanto, este incremento foi considerado de mesma magnitude da projeção de crescimento de carga de energia elétrica apresentada em [2] para o SIN: incremento de 3.147 MWmédios para 2011, de 3.792 MWmédios para 2012 e de 3.178 MWmédios para 2013, totalizando 10.117 MWmédios. Na Tabela 4.2 são apresentadas estas informações.

Tabela 4.2 - Projeção do Crescimento da Carga de Energia Elétrica por Região (MWmédios)

ANO	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	Acre/Rondônia	Manaus/Amapá	TOTAL
2011	1.814	394	441	278	37	183	3.147
2012	1.814	399	427	203	34	915	3.792
2013	1.951	415	456	274	28	54	3.178

De acordo com [19], a carga registrada para o SIN para 2010 foi de 488.095 GWh. Logo, os 10.117 MWmédios representam 18,16% frente à carga de 2010. Assim, os montantes mensais de Garantia Física para 2010, depois de reduzidos em 4,7% referentes ao ajuste (i), foram acrescidos em 18,16%, referentes ao ajuste (ii). Na Tabela 4.3 são apresentados os valores de Garantia Física Sazonalizada para 2013 utilizados na simulação da Etapa 8.

Tabela 4.3 - Valores de Garantia Física Sazonalizada para 2013 (MWh)

Mês	NORDESTE	NORTE	SUDESTE	SUL
Jan	4.686.465,07	3.420.219,52	19.912.722,63	4.189.174,84
Fev	4.345.189,89	3.075.708,48	19.495.209,12	4.732.596,44
Mar	4.831.628,38	3.418.271,51	20.913.209,73	5.363.016,96
Abr	4.743.680,96	3.303.072,75	21.102.124,48	5.458.017,25
Mai	5.175.225,26	3.364.382,22	21.761.592,62	5.296.603,35
Jun	5.341.997,44	3.248.064,60	21.117.062,91	5.260.721,87
Jul	5.407.725,83	3.360.452,92	22.621.536,11	5.616.364,11

Ago	5.376.619,33	3.397.037,55	23.998.774,83	5.659.131,69
Set	5.197.429,43	3.326.507,42	22.085.622,57	5.605.078,48
Out	5.343.956,60	3.496.059,42	23.430.923,74	5.969.999,75
Nov	5.192.566,55	3.394.083,39	22.857.546,49	5.970.375,96
Dez	5.330.525,90	3.522.194,87	23.253.720,95	6.177.823,59

4.2.4 Etapa 4

Na Etapa 4 foi modelada uma PCH hipotética localizada no Submercado Sudeste/Centro-Oeste, com 30 MW de potência instalada e 15 MWmédios (131.400 MWh/ano) de Garantia Física.

4.2.5 Etapa 5

Na Etapa 5 foi obtido histórico de ENA do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste em [20] de 2002 a 2010 e calculada a média mensal da ENA durante este período. Na Tabela 4.4 são apresentados estes valores.

Tabela 4.4 – Histórico da ENA do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmédios)

Ano Mês	2002	2003	2004	2005	2006
Jan	48.649,77	54.440,52	43.436,00	64.401,06	42.286,77
Fev	58.039,00	54.001,82	65.023,00	51.624,00	46.226,00
Mar	28.612,69	42.273,42	52.573,00	51.487,00	53.866,68
Abr	28.056,97	36.179,30	43.379,00	32.427,00	44.197,00
Mai	23.932,81	22.693,26	34.314,00	29.559,00	26.226,35
Jun	16.913,73	18.961,87	30.854,00	25.145,00	21.476,33
Jul	15.045,71	16.254,35	25.916,00	20.342,00	18.983,58
Ago	13.964,45	13.349,10	17.735,00	16.310,00	16.777,00
Set	15.701,53	12.701,83	14.342,00	19.304,38	18.273,43
Out	13.071,55	14.791,32	21.252,00	22.905,16	25.500,00
Nov	19.876,93	19.974,40	24.489,00	27.338,00	28.450,00
Dez	31.255,13	31.062,39	38.674,00	52.264,00	52.938,94

Ano Mês	2007	2008	2009	2010	Média
Jan	91.574,52	35.285,32	52.078,00	68.114,00	55.585,11
Fev	87.075,96	60.319,62	63.115,07	55.109,79	60.059,36
Mar	49.443,29	60.959,00	45.433,55	51.983,00	48.514,63
Abr	34.021,83	49.297,60	46.142,33	42.538,50	39.582,17
Mai	27.951,87	34.970,84	29.672,48	27.593,16	28.545,97
Jun	23.333,87	27.197,93	24.698,27	22.815,50	23.488,50
Jul	22.840,39	20.276,06	27.191,26	20.069,39	20.768,75
Ago	18.534,52	21.855,00	23.592,00	15.562,77	17.519,98
Set	13.163,27	15.596,03	30.724,00	13.650,27	17.050,75
Out	12.900,06	20.244,23	36.397,94	21.537,00	20.955,47
Nov	22.850,30	25.113,00	35.882,37	28.494,97	25.829,89
Dez	28.446,42	36.358,00	62.197,90	42.874,90	41.785,74

A energia gerada pela PCH, adotada aqui de mesma magnitude de sua Garantia Física, foi então sazonalizada conforme comportamento da ENA histórica. Na Tabela 4.5 é apresentada energia gerada da PCH.

Tabela 4.5 - Energia Gerada da PCH (MWh)

Mês	Energia Gerada
Jan	18.274,04
Fev	19.744,98
Mar	15.949,56
Abr	13.012,95
Mai	9.384,71
Jun	7.722,03
Jul	6.827,89
Ago	5.759,83
Set	5.605,57
Out	6.889,28
Nov	8.491,78

Dez	13.737,39
------------	-----------

4.2.6 Etapa 6

Na Etapa 6, a Garantia Física da PCH inicialmente foi sazonalizada de forma Direta, *i.e.*, acompanhando o perfil da energia gerada obtida conforme Etapa 5, em seguida de maneira Uniforme (*Flat*) e, por último, de forma Inversa à energia gerada. Na Tabela 4.6 são apresentados os valores mensais, em MWh e em MWmédios, da Garantia Física da PCH sazonalizada para os três perfis estudados, bem como na Figura 4.3 são apresentados os perfis ao longo do ano. Os valores expressos em MWmédios permitem uma melhor visualização dos perfis adotados.

Tabela 4.6 – Valores mensais de Garantia Física para cada perfil de Sazonalização

Saz.	Direta		Uniforme		Inversa	
	G. Física (MWh)	G. Física (MWmédios)	G. Física (MWh)	G. Física (MWmédios)	G. Física (MWh)	G. Física (MWmédios)
Jan	18.274,04	24,56	11.160,00	15,00	4.045,96	5,44
Fev	19.744,98	29,38	10.080,00	15,00	415,02	0,62
Mar	15.949,56	21,44	11.160,00	15,00	6.370,44	8,56
Abr	13.012,95	18,07	10.800,00	15,00	8.587,05	11,93
Mai	9.384,71	12,61	11.160,00	15,00	12.935,29	17,39
Jun	7.722,03	10,73	10.800,00	15,00	13.877,97	19,27
Jul	6.827,89	9,18	11.160,00	15,00	15.492,11	20,82
Ago	5.759,83	7,74	11.160,00	15,00	16.560,17	22,26
Set	5.605,57	7,79	10.800,00	15,00	15.994,43	22,21
Out	6.889,28	9,26	11.160,00	15,00	15.430,72	20,74
Nov	8.491,78	11,79	10.800,00	15,00	13.108,22	18,21
Dez	13.737,39	18,46	11.160,00	15,00	8.582,61	11,54

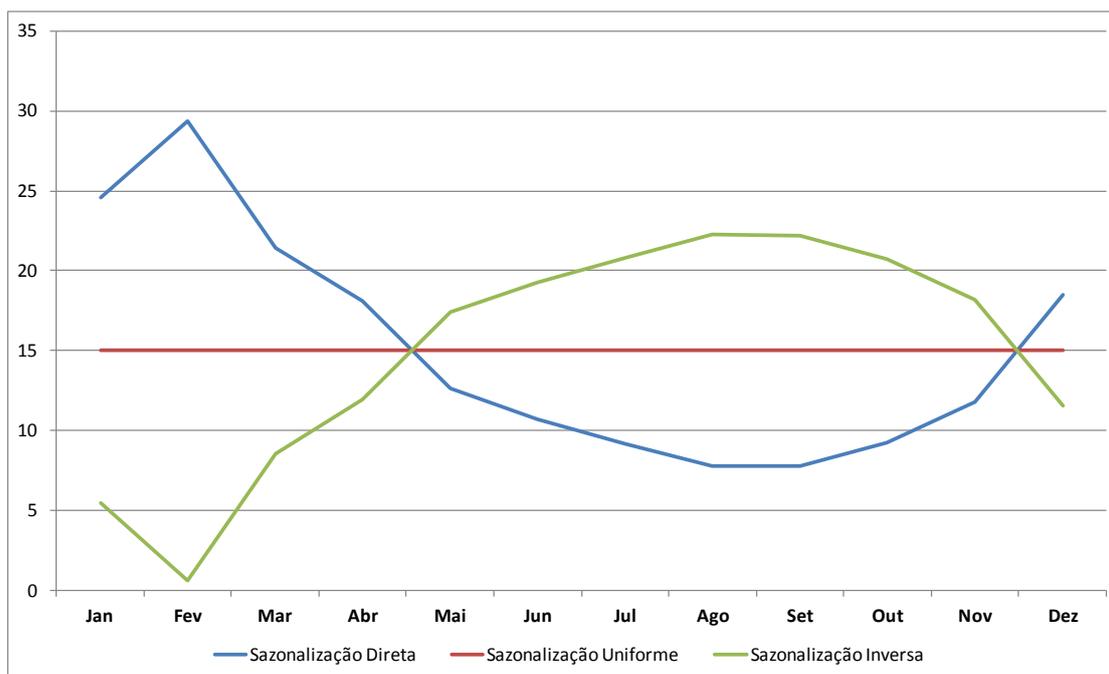


Figura 4.3 – Perfis de Sazonalização de Garantia Física (MW médios)

4.2.7 Etapa 7

Na Etapa 7 foi considerado que o agente proprietário da PCH possui apenas este ativo. Foi considerado também que este agente comprometeu a totalidade da Garantia Física da PCH com contratos de venda, sazonalizados conforme o perfil de Garantia Física da PCH e não possui contratos de compra de energia. Caso considerado qualquer outro montante ou perfil de sazonalização do contrato o resultado da análise também seria outro.

4.2.8 Etapa 8

Na Etapa 8 foram aplicadas as Regras de Comercialização [6] considerando o Sistema formado pelas cinco usinas: uma usina equivalente de cada submercado (quatro no total), mais a PCH, com a TEO valorada a R\$ 9,58/MWh, conforme [14]. As perdas elétricas do barramento das usinas até o centro de gravidade foi considerado como 2,5%, resultante da soma de 0,5% das perdas no sistema de transmissão de interesse restrito com 2,0% referentes ao rateio de perdas na rede básica de transmissão. Este valor adotado representa um valor típico para o fator de perdas médio na geração, conforme apresentado na Tabela 4.7 obtida em [19].

Tabela 4.7 - Fatores de Perda Aplicados à Geração e ao Consumo em 2010 (%)

Mês	Fator de Perdas Médio da Geração	Fator de Perdas Médio do Consumo
jan	2,15	2,23
fev	2,17	2,25
mar	2,21	2,30
abr	2,22	2,31
mai	2,11	2,19
jun	2,00	2,07
jul	1,98	2,05
ago	2,00	2,07
set	1,95	2,02
out	2,15	2,23
nov	2,10	2,17
dez	2,09	2,17
Média	2,09	2,17

Em seguida foi calculada a Liquidação no Mercado *Spot* para o agente proprietário da PCH e, por fim, a Liquidação de Energia conforme Equação (3.40).

Os cálculos da Etapa 8 foram efetuados com auxílio de programação computacional desenvolvida na linguagem *Visual Basic for Applications* empregada no programa *Microsoft Excel* - Versão 2010. O código de programação desenvolvido está disposto no anexo A.

4.2.9 Etapa 9

Para as 2.000 amostras de Liquidação de Energia da PCH obtidas da etapa anterior, foram desenhadas a Distribuição de Frequência Simples e a Distribuição de Frequência Acumulada, bem como foram calculadas as seguintes variáveis estatísticas: valores

mínimo e máximo, percentil 5%, percentil 95%, probabilidade de ser igual ou inferior a zero e probabilidade ser positiva.

5 - RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos das simulações apresentadas no capítulo anterior.

5.1 GARANTIA FÍSICA COM SAZONALIZAÇÃO DIRETA

Na Figura 5.1 são apresentadas as curvas de energia gerada e de Garantia Física em MW médios para a PCH com Sazonalização Direta.

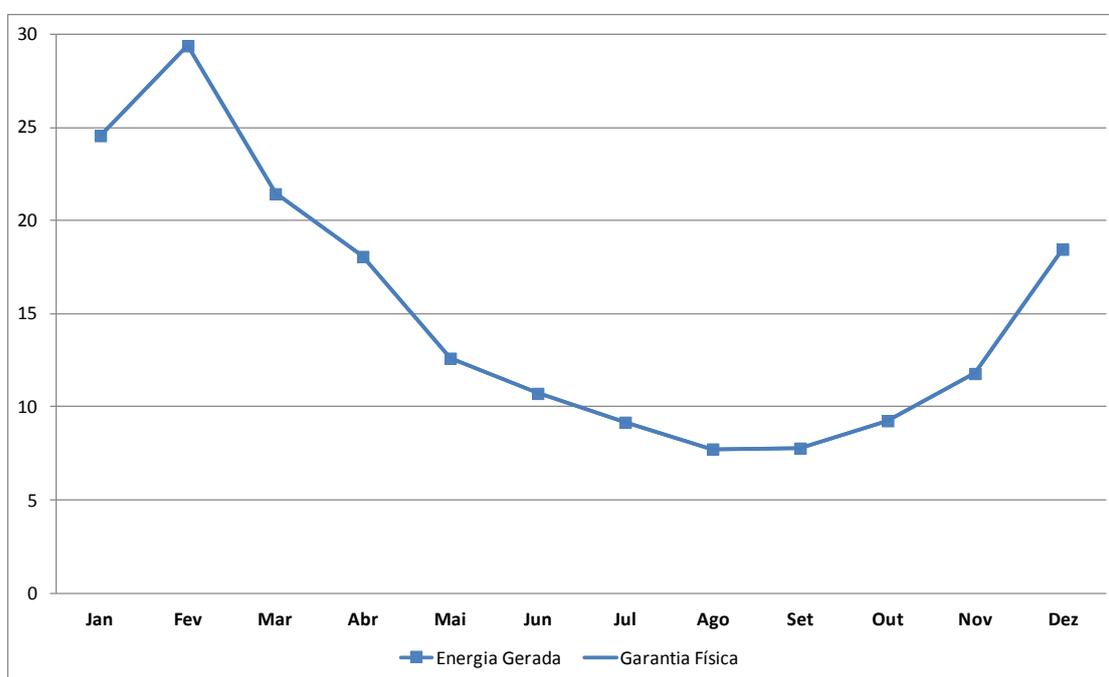


Figura 5.1 – Energia Gerada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Direta

Como se pode observar, a energia gerada pela PCH e sua Garantia Física têm o mesmo valor para cada mês e patamar de carga. Desta forma, se a PCH for analisada isoladamente, ela não cederia energia ao MRE nem receberia energia dele. Ou seja, o custo das transferências do MRE seria nulo para todos os meses analisados.

No entanto, a PCH está conectada a um sistema onde existem diversas outras usinas que podem ter obtido uma energia gerada da mesma magnitude das suas respectivas Garantias

Físicas, bem como abaixo ou acima dela. Desta forma, em alguns meses e patamares pode existir Energia Secundária no Sistema, assim como em outros o Fator de Ajuste da Garantia Física (GSF_j) pode ter assumido um valor inferior a 1 (uma unidade), resultando na cessão de energia ao MRE pela PCH. Deste modo, o custo das transferências mensais do MRE, no caso da PCH, é diferente de zero.

Na Figura 5.2 são apresentadas as curvas da Média das 2.000 séries da energia gerada e da Garantia Física do Sistema para 2013.

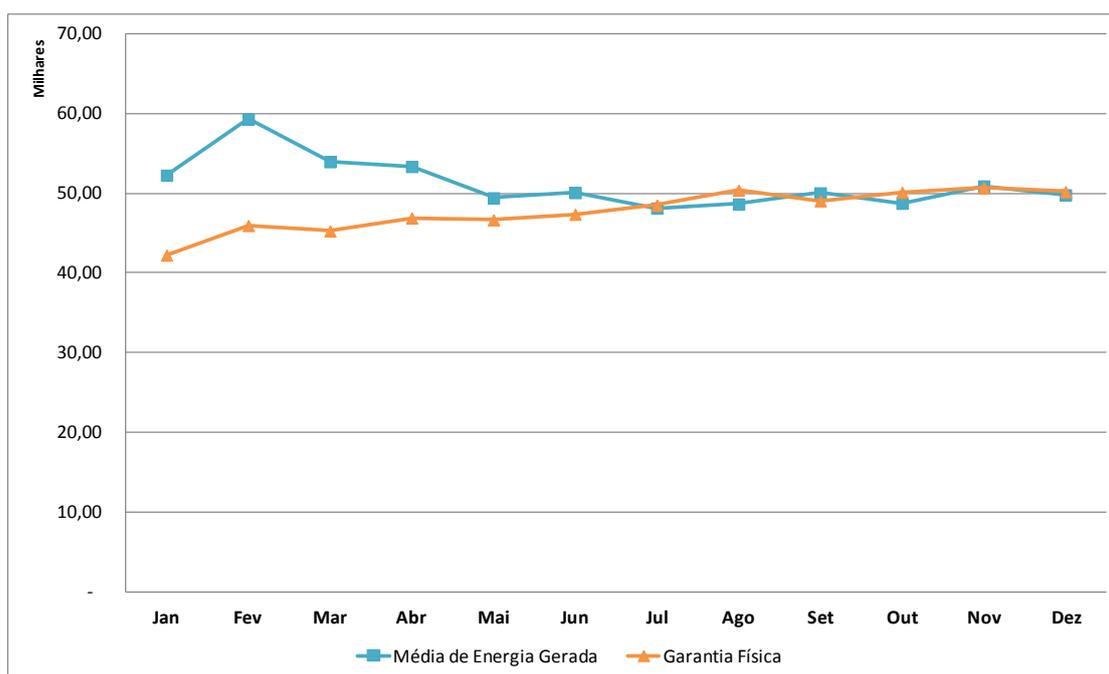


Figura 5.2 – Média da Energia Gerada e Garantia Física do Sistema (MW médios)

Nota-se que, de janeiro até junho e nos meses de setembro e novembro, a Média da Energia Gerada do Sistema é superior à sua Garantia Física, o que confere uma Energia Secundária a cada usina participante do MRE. Desta forma, nos meses citados a PCH adquire energia do MRE, o que lhe impõe um custo.

Para os meses de julho, agosto, outubro e dezembro o resultado é invertido, *i.e.*, a Garantia Física do Sistema é superior à Média da Energia Gerada do Sistema, o que confere um Fator de Ajuste de Garantia Física inferior a 1 (uma unidade), e, logo, a PCH cede energia

ao MRE, dado que sua energia gerada é de mesma magnitude de sua Garantia Física. Este fato faz com que a PCH obtenha uma receita proveniente destas transferências.

Na Figura 5.3 é apresentada a Média das 2.000 séries do Custo Mensal do MRE para a PCH proveniente das transferências no âmbito do MRE, bem como seu desvio padrão. Valores positivos indicam pagamentos da PCH à CCEE e valores negativos indicam recebimentos pela PCH provenientes da CCEE. Os valores do Custo do MRE dependem somente dos montantes transacionados no âmbito do mecanismo e do valor vigente para a TEO. Verifica-se que as explicações da Figura 5.1 e da Figura 5.2 anteriores são confirmadas pela curva da Média do Custo Mensal do MRE para a PCH da Figura 5.3.

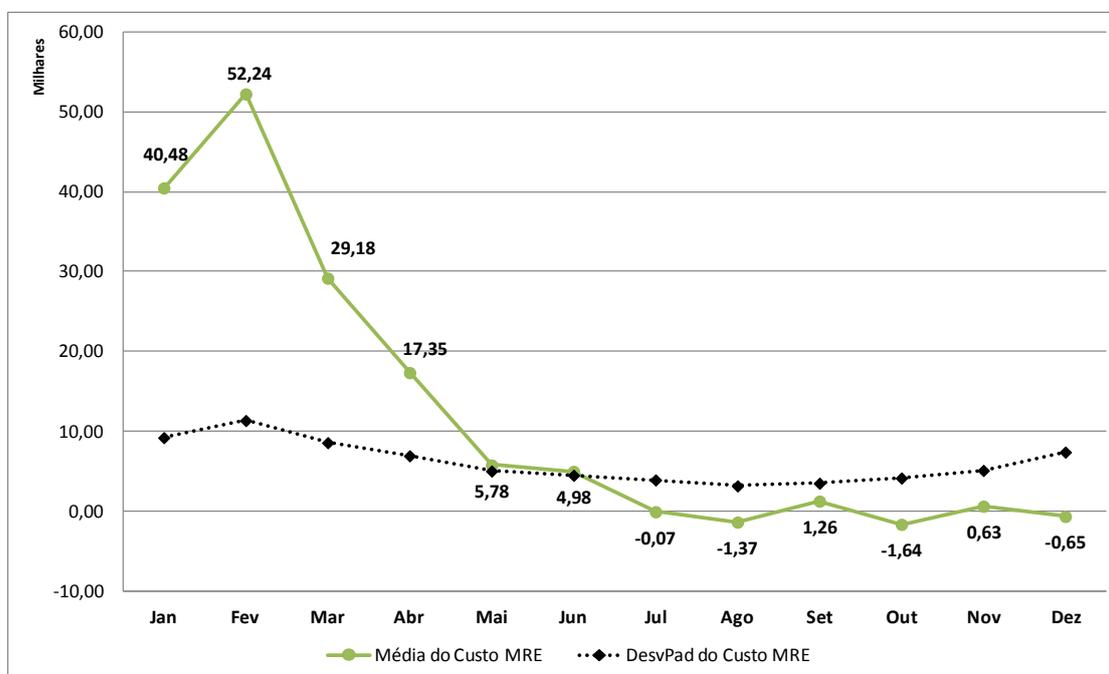


Figura 5.3 – Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Direta

Na Figura 5.4 é apresentada a Média das 2.000 séries do Resultado Mensal no *Spot* para a PCH durante, bem como seu desvio padrão. Os valores positivos indicam recebimentos pela PCH provenientes da CCEE e os valores negativos pagamentos pela PCH à CCEE.

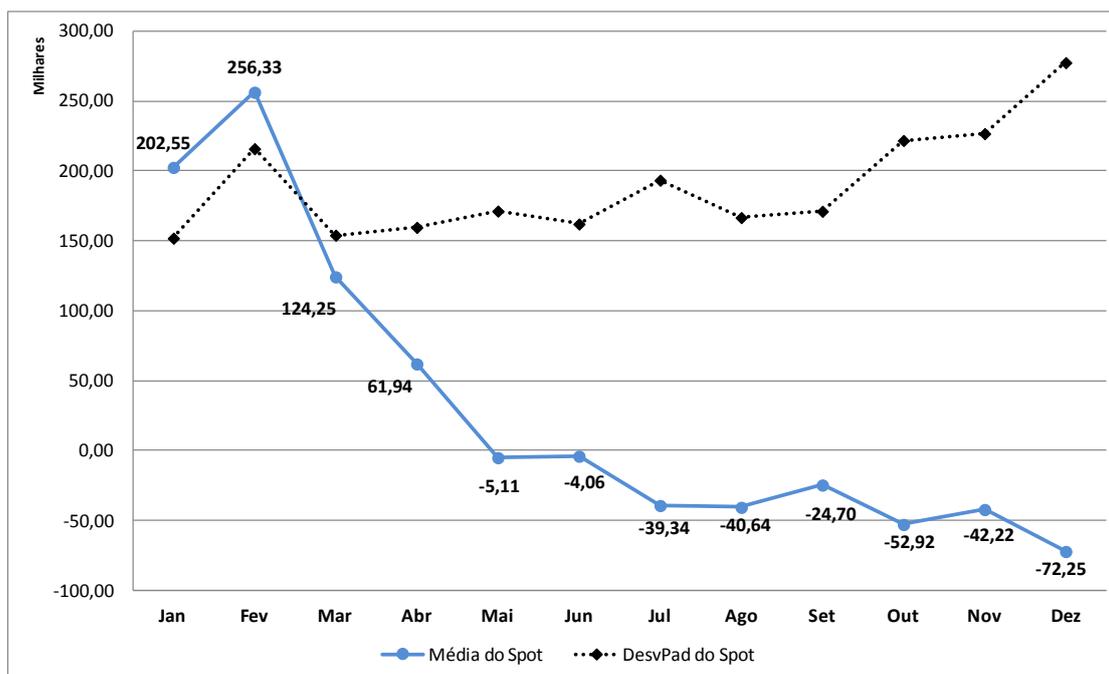


Figura 5.4 – Resultado Mensal no Mercado *Spot* (R\$) para a PCH – Sazonalização Direta

Nota-se a semelhança do formato da curva acima com o da Figura 5.3. Isto significa que a energia recebida do MRE pela PCH, a qual representa um custo (conforme Figura 5.3), foi liquidada ao PLD no *Spot*, resultando em valores positivos (conforme Figura 5.4), assim como montantes de energia transferidos ao MRE tiveram de ser adquiridos no *Spot* ao PLD por ocasião de o Fator de Ajuste de Garantia Física (GSF_j) ter sido inferior a 1 (uma unidade). O alto desvio padrão encontrado é proveniente das 2.000 amostras de PLD utilizadas como dados de entrada da metodologia adotada.

Na Figura 5.5 é apresentada a Média das 2.000 séries do Resultado Mensal de Liquidação de Energia para a PCH, bem como seu desvio padrão. A forma destas curvas advém da diferença entre a curva apresentada na Figura 5.4 (resultado do Mercado *Spot* valorado ao PLD) e a curva apresentada na Figura 5.3 (resultado do MRE valorado à TEO), conforme Equação (3.40) apresentada anteriormente. Os valores positivos indicam recebimentos pela PCH provenientes da CCEE e os valores negativos pagamentos da PCH à CCEE.

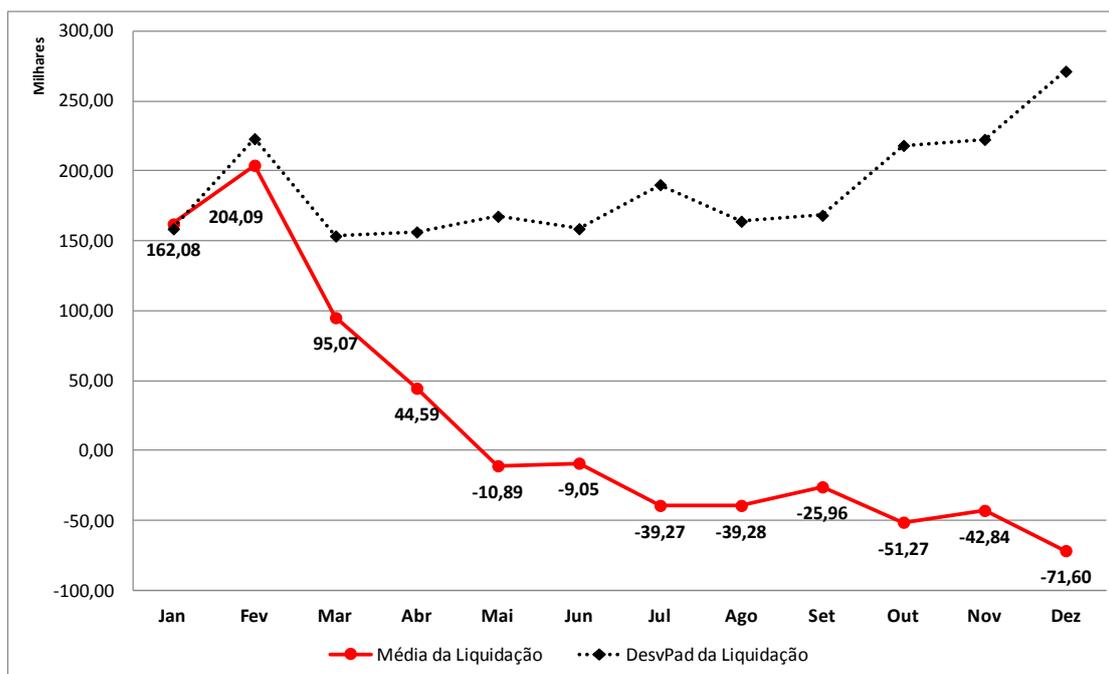


Figura 5.5 – Resultado Mensal da Liquidação de Energia (R\$) para a PCH – Sazonalização Direta

Na Figura 5.6 é apresentada a Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia para a PCH, resultante das 2.000 séries simuladas. Valores positivos indicam recebimentos pela PCH provenientes da CCEE e valores negativos indicam pagamentos da PCH à CCEE. Nota-se que a maior concentração dos valores, cerca de 57%, está localizada entre R\$ 0 e 0,5 milhão. O valor mínimo de liquidação para as séries estudadas vale -R\$ 23.877.745, 28 e o máximo vale R\$ 1.697.015,99.

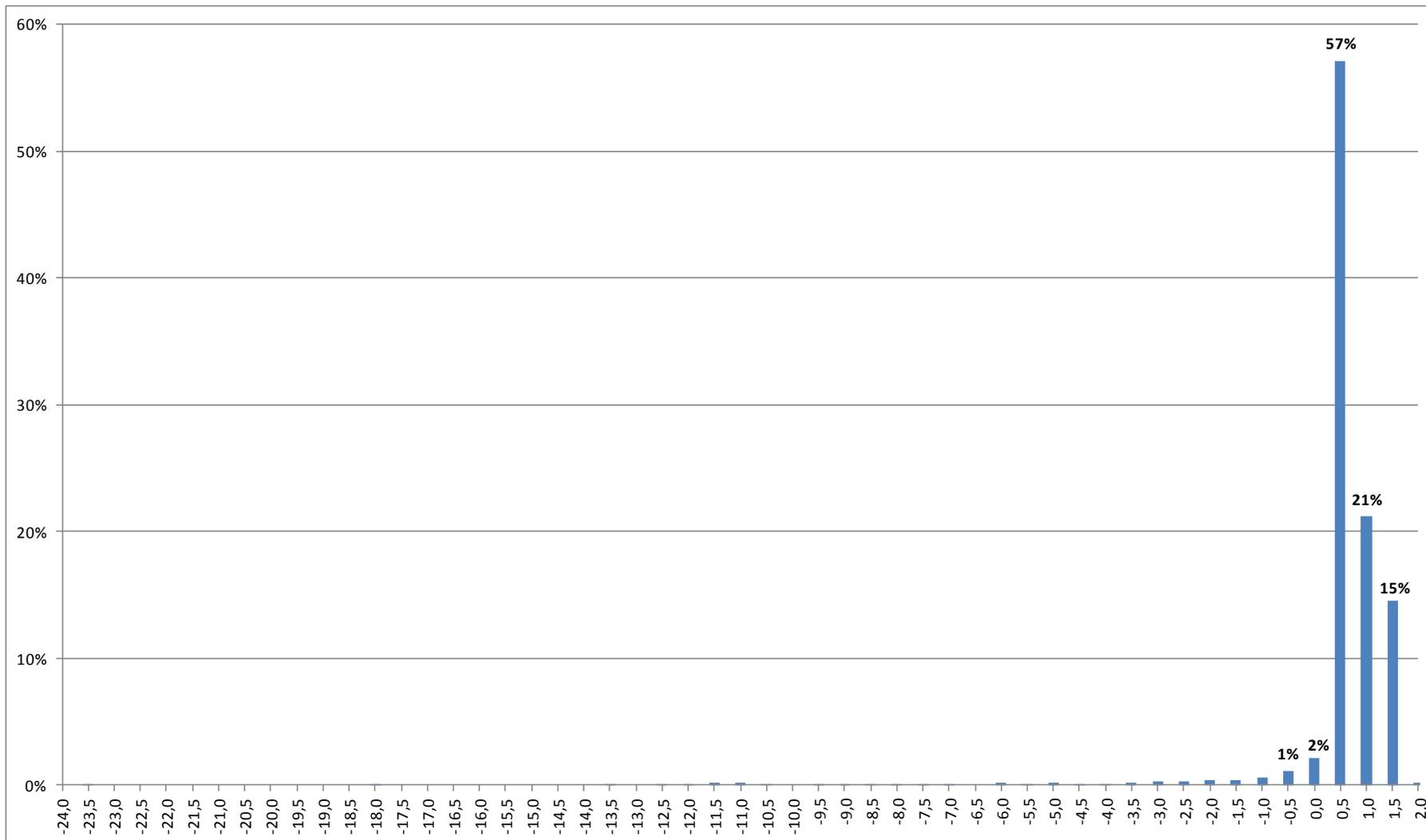


Figura 5.6 - Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Direta

A partir da Figura 5.6 é obtida a Figura 5.7, na qual é apresentada a Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia para a PCH.

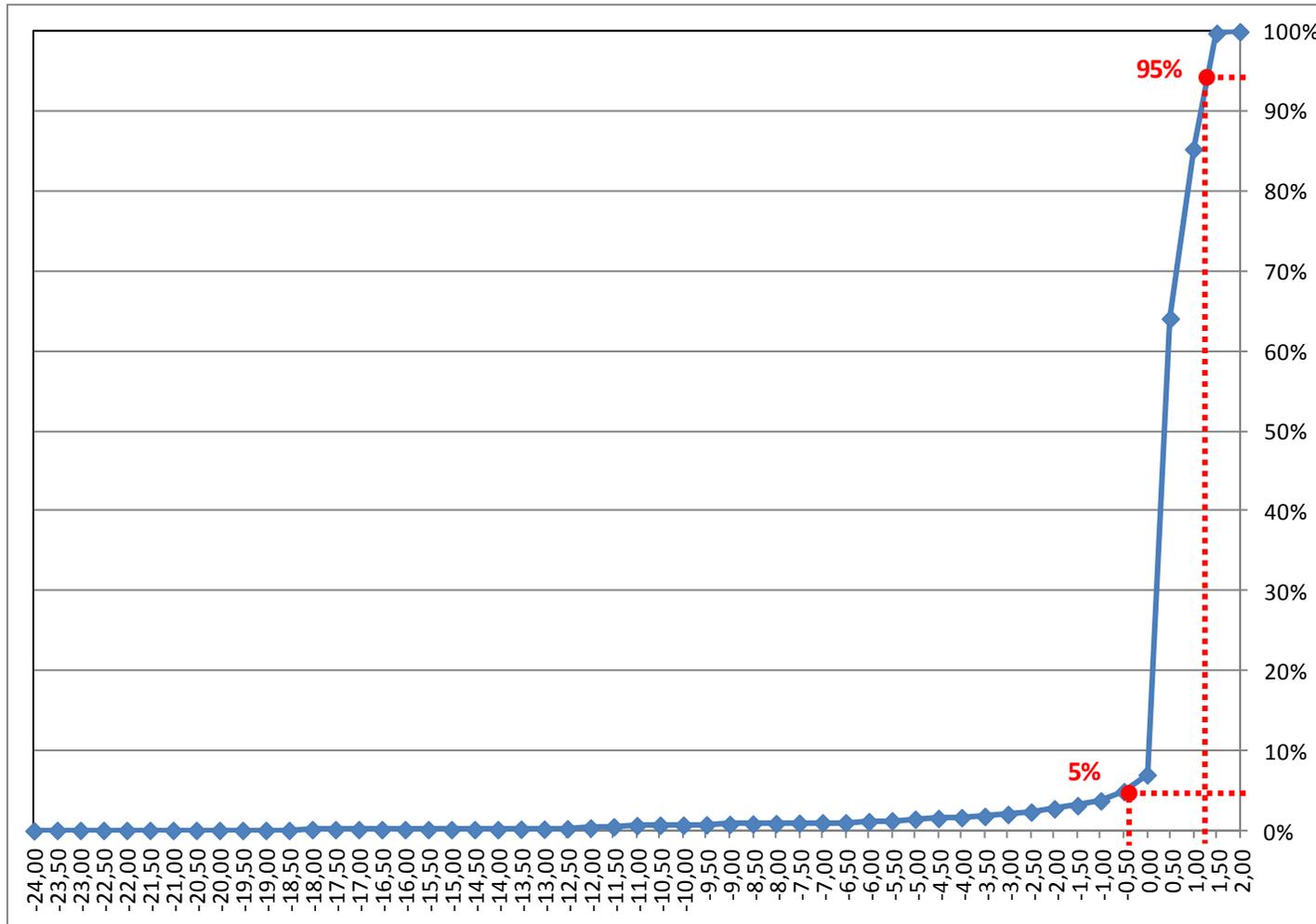


Figura 5.7 - Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Direta

Da Figura 5.7 obteve-se que o percentil 95% vale R\$ 1.214.955,89 e o percentil 5% vale – R\$ 425.885,59. Logo, pela métrica de risco VaR, o risco de a PCH estar sujeita a valores de Liquidação de Energia inferiores ou iguais a –R\$ 425.885,59 vale 5% e inferiores ou iguais a R\$ 1.214.955,89 vale 95%. De forma semelhante, a probabilidade de a Liquidação de Energia ser igual ou inferior a zero vale 7% e de ser positiva vale 93%.

5.2 GARANTIA FÍSICA COM SAZONALIZAÇÃO UNIFORME

Na Figura 5.8 são apresentadas as curvas de energia gerada e de Garantia Física em MW médios para a PCH com Sazonalização Uniforme.

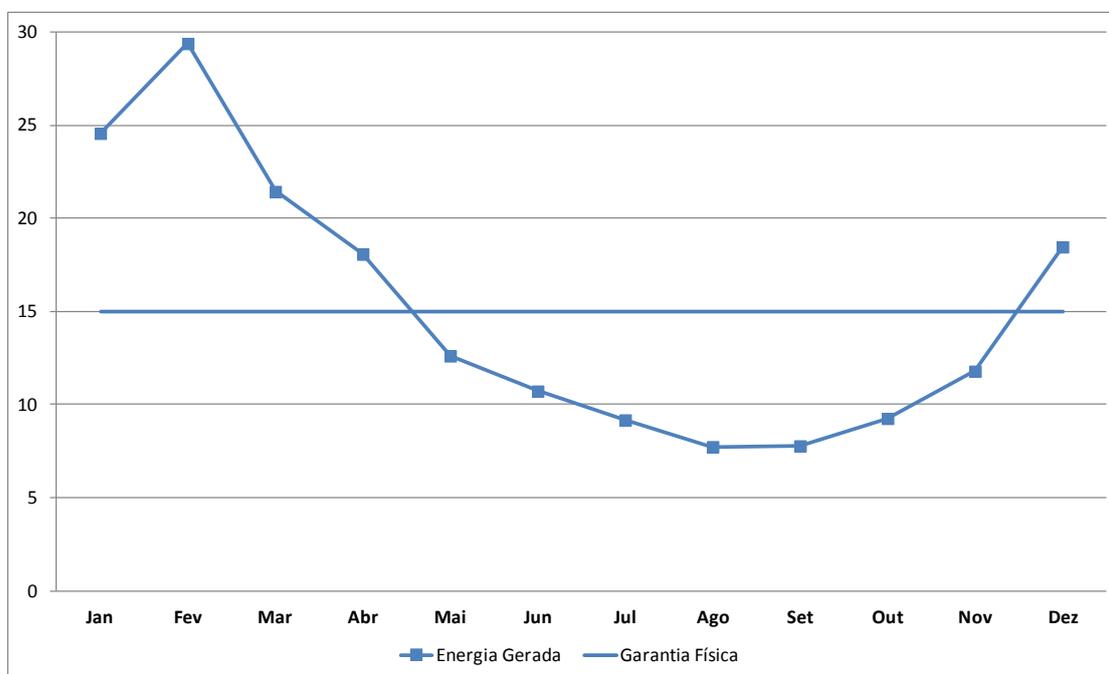


Figura 5.8 - Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme

Na figura é observado que a energia gerada da PCH é superior à sua Garantia Física entre janeiro e abril e no mês de dezembro, e inferior entre maio e novembro. Verifica-se que, no perfil de Sazonalização Uniforme da Garantia Física, as transferências do MRE são muito mais relevantes do que no perfil de Sazonalização Direta, *i.e.*, os valores apresentados na Figura 5.3 são inferiores, em termos absolutos, aos valores da Figura 5.9, a seguir, onde é apresentada a Média das 2.000 séries do Custo Mensal do MRE para a PCH proveniente das transferências no âmbito do MRE, bem como seu desvio padrão.

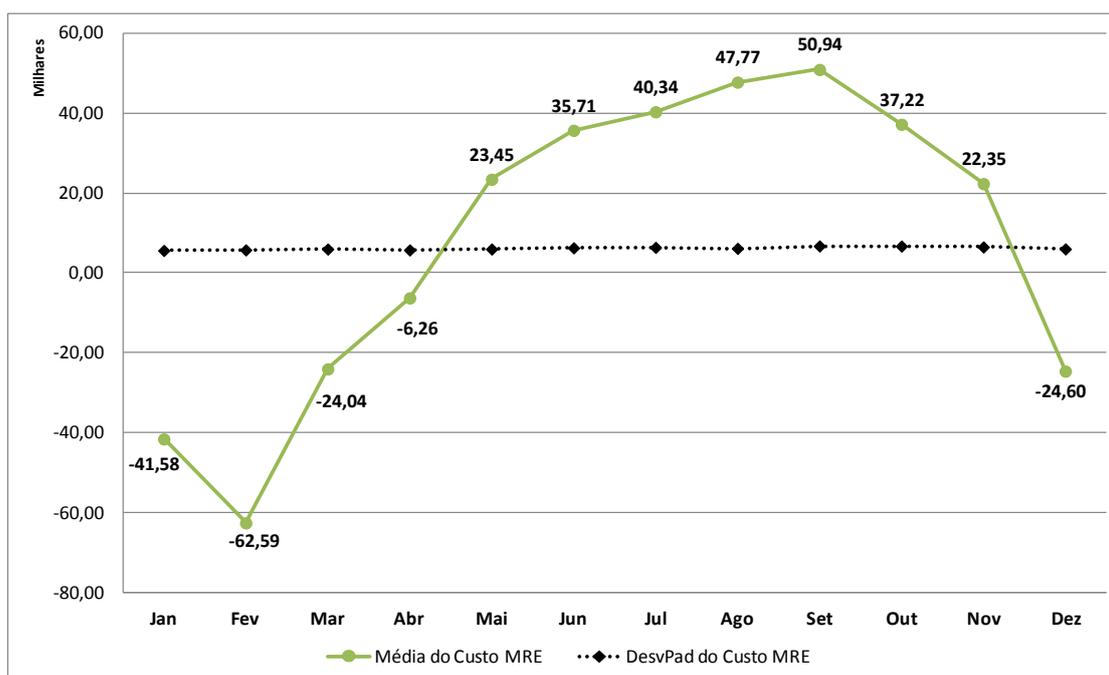


Figura 5.9 – Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme

Nesta figura, verifica-se que a Média das 2.000 séries do Custo Mensal do MRE para a PCH é negativa entre janeiro e abril e no mês de dezembro, o que representa uma receita para a PCH proveniente das transferências no âmbito do MRE.

Nota-se também que a Média do Custo Mensal do MRE para a PCH é positiva entre maio e novembro. Este resultado está coerente com a relação existente entre a energia gerada e a Garantia Física da PCH conforme mostrado na Figura 5.8.

Com relação à Média das 2.000 séries do Resultado Mensal no *Spot* para a PCH apresentada na Figura 5.10, verifica-se que o formato da curva está bem próxima do formato da curva apresentada na Figura 5.4.

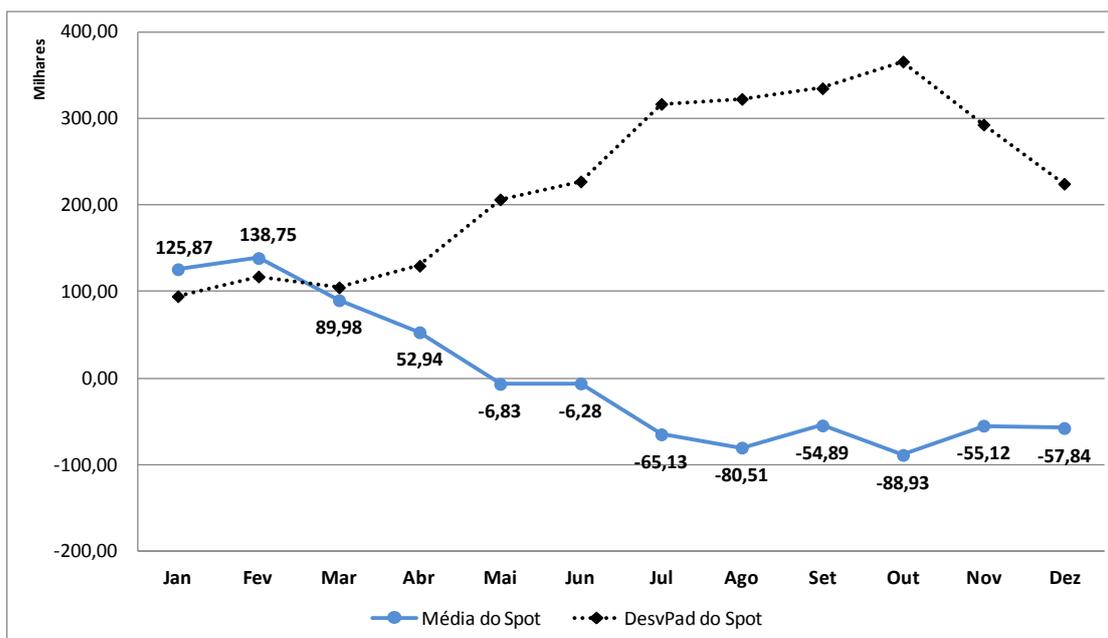


Figura 5.10 – Resultado Mensal no Mercado *Spot* (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme

No entanto, os valores positivos da Média do Resultado Mensal do *Spot* para a PCH são superiores na Figura 5.4 e os valores negativos são superiores, em termos absolutos, na Figura 5.10. Isto ocorre porque em meses onde existe Energia Secundária no Sistema, o perfil de Sazonalização Direta proporciona uma maior parcela de Energia Secundária à PCH pelo fato de sua Garantia Física ser superior para este perfil como pode ser visto na Figura 5.4. Em períodos de apuração onde o *GSFj* é inferior a 1 (uma unidade), o perfil de Sazonalização Uniforme proporciona valores mais negativos de Liquidação no Mercado *Spot* para a PCH porque o *GSFj* é aplicado sobre um montante de Garantia Física superior ao do perfil de Sazonalização Direta, fazendo com que a PCH fique mais exposta ao PLD.

Na Figura 5.11 são apresentadas as curvas da Garantia Física Uniforme da PCH, da Média das 2.000 séries da sua Garantia Física Ajustada pelo *GSFj* e da Diferença entre estas.

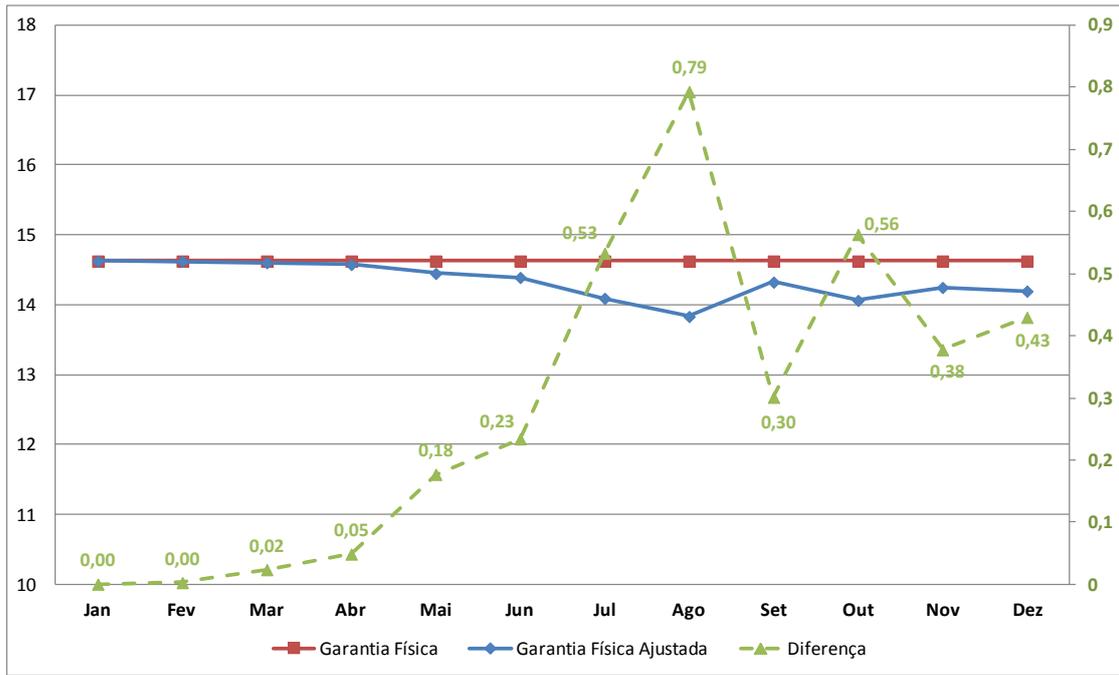


Figura 5.11 – Garantia Física Ajustada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Uniforme

Na Figura 5.12 são apresentadas as mesmas curvas, mas para o perfil de Sazonalização Direta.

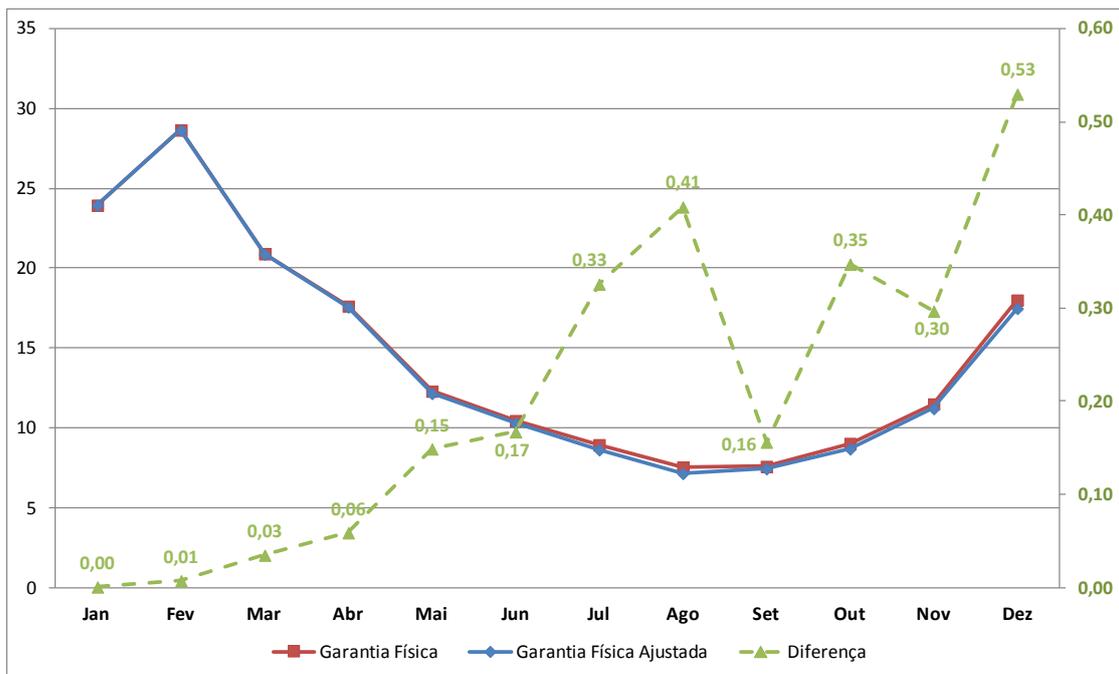


Figura 5.12 – Garantia Física Ajustada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Direta

Nota-se que entre maio e novembro as Diferenças são maiores para o perfil de Sazonalização Uniforme, fazendo com que as exposições ao PLD sejam superiores (vide Figura 5.4 e Figura 5.10). Nos meses compreendidos entre janeiro e abril e em dezembro ocorre o inverso.

Esta mudança da Figura 5.10 com relação à Figura 5.4 faz com que o desvio padrão da Liquidação no Mercado *Spot* para a PCH entre maio e novembro seja maior para o Perfil de Sazonalização Uniforme, e que entre janeiro e abril, bem como em dezembro sejam menores, pois o desvio padrão está relacionado à exposição da PCH às 2.000 séries de PLD.

Na Figura 5.13 é apresentada a Média das 2.000 séries do Resultado Mensal de Liquidação de Energia para a PCH, bem como seu desvio padrão.

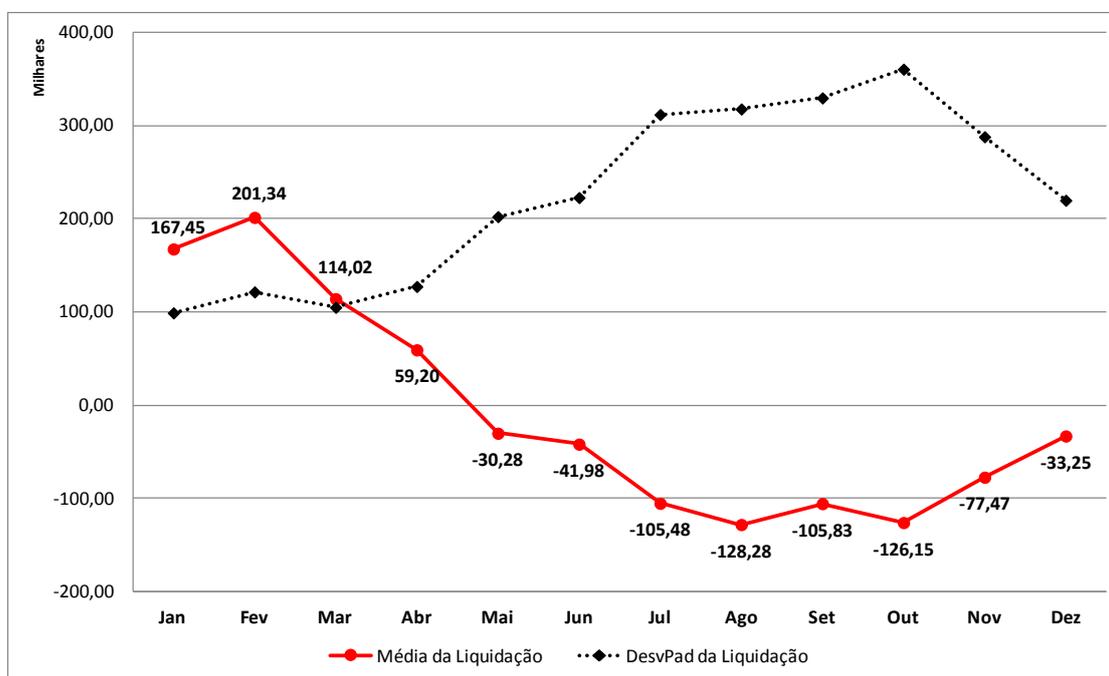


Figura 5.13 – Resultado Mensal da Liquidação de Energia (R\$) para a PCH – Sazonalização Uniforme

A forma destas curvas advém da diferença entre a curva apresentada na Figura 5.10 (resultado do Mercado *Spot* valorado ao PLD) e a curva apresentada na Figura 5.9 (resultado do MRE valorado à TEO).

Na Figura 5.14 é apresentada a Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia para a PCH, resultante das 2.000 séries simuladas. O valor mínimo de Liquidação de Energia para as séries estudadas vale -R\$ 32.142.732,72 e o máximo vale R\$ 1.067.078,61.

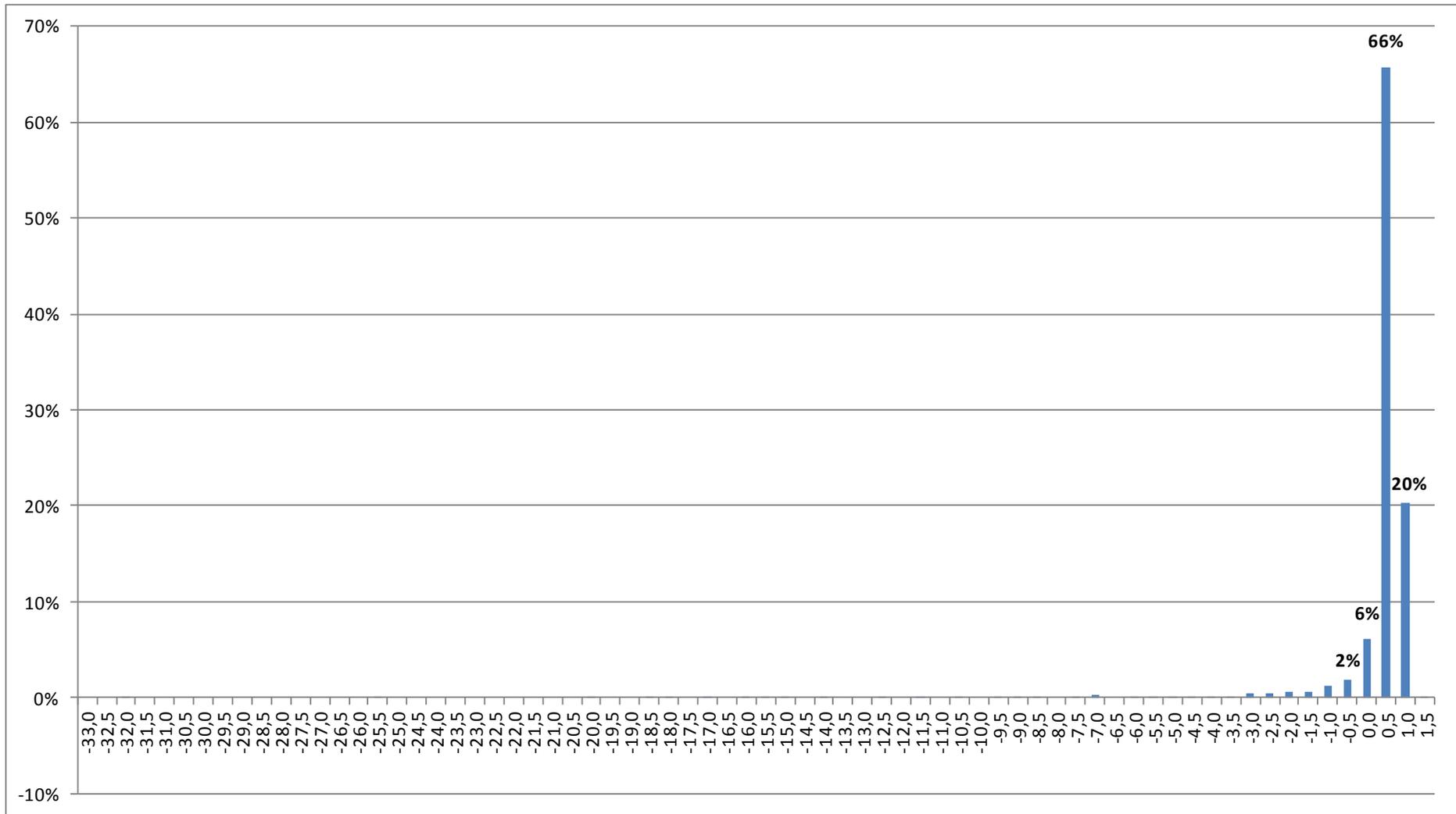


Figura 5.14 - Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Uniforme

Nota-se que a maior concentração dos valores, cerca de 66%, está localizada entre R\$ 0 e 0,5 milhão. No entanto, a “cauda esquerda” deste gráfico é mais longa do que a “cauda esquerda” da Figura 5.6, indicando maior frequência de valores negativos de Liquidação de Energia para a PCH, *i.e.*, maior frequência de pagamentos por parte da PCH à CCEE.

A partir da Figura 5.14 é obtida a Figura 5.15, na qual é apresentada a Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia para a PCH.

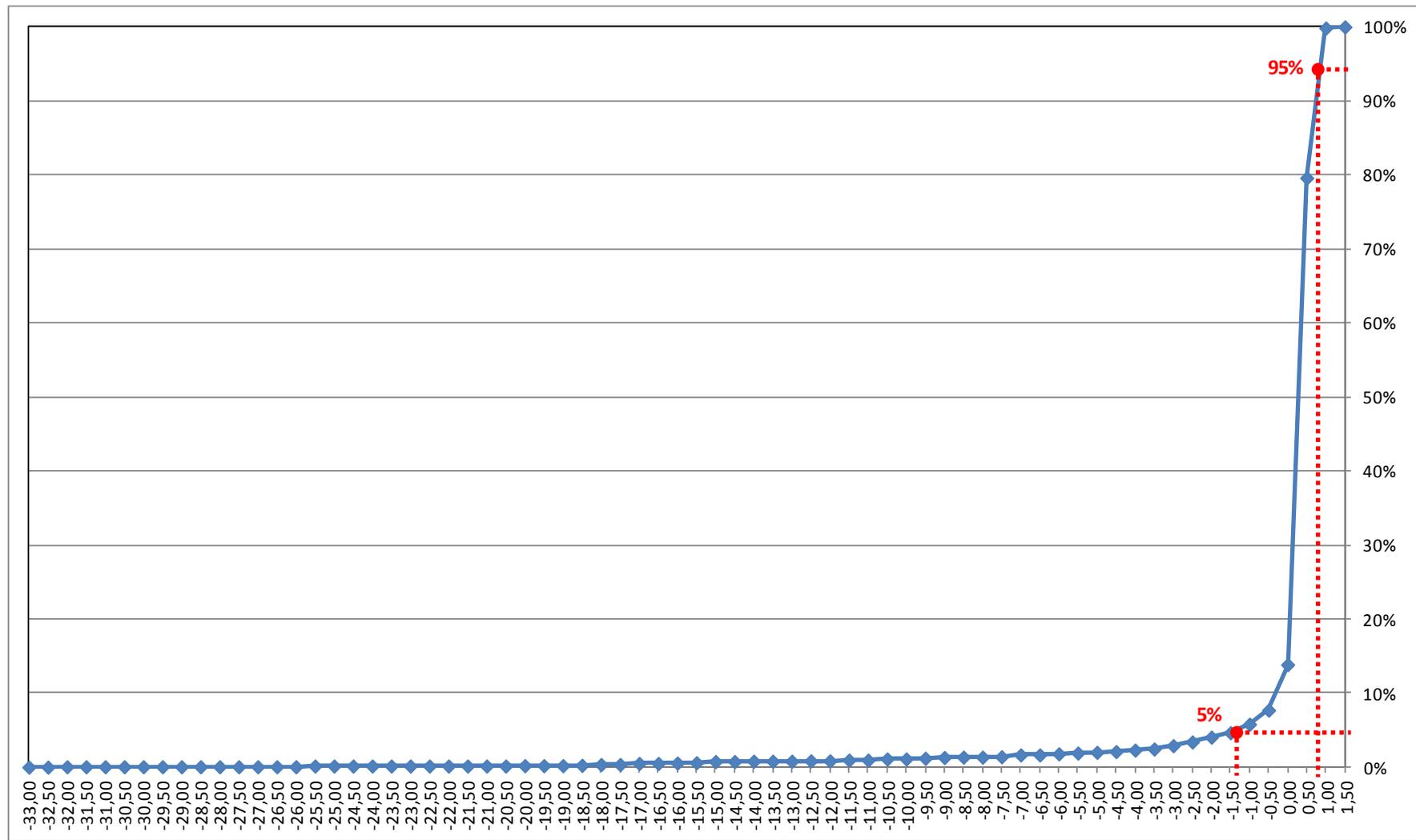


Figura 5.15 - Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Uniforme

Da Figura 5.15 pode ser observado que o percentil 95% vale R\$ 794.193,11 e o percentil 5% vale –R\$ 1.249.846,76. Logo, pela métrica de risco VaR, o risco de a PCH estar sujeita a valores de Liquidação de Energia inferiores ou iguais a –R\$ 1.249.846,76 vale 5% e inferiores ou iguais a R\$ 794.193,11 vale 95%. De forma semelhante, a probabilidade de a Liquidação de Energia ser igual ou inferior a zero vale 13,81% e de ser positiva vale 86,19%.

5.3 GARANTIA FÍSICA COM SAZONALIZAÇÃO INVERSA

Na Figura 5.16 são apresentadas as curvas de energia gerada e de Garantia Física em MW médios para a PCH com Sazonalização Inversa.

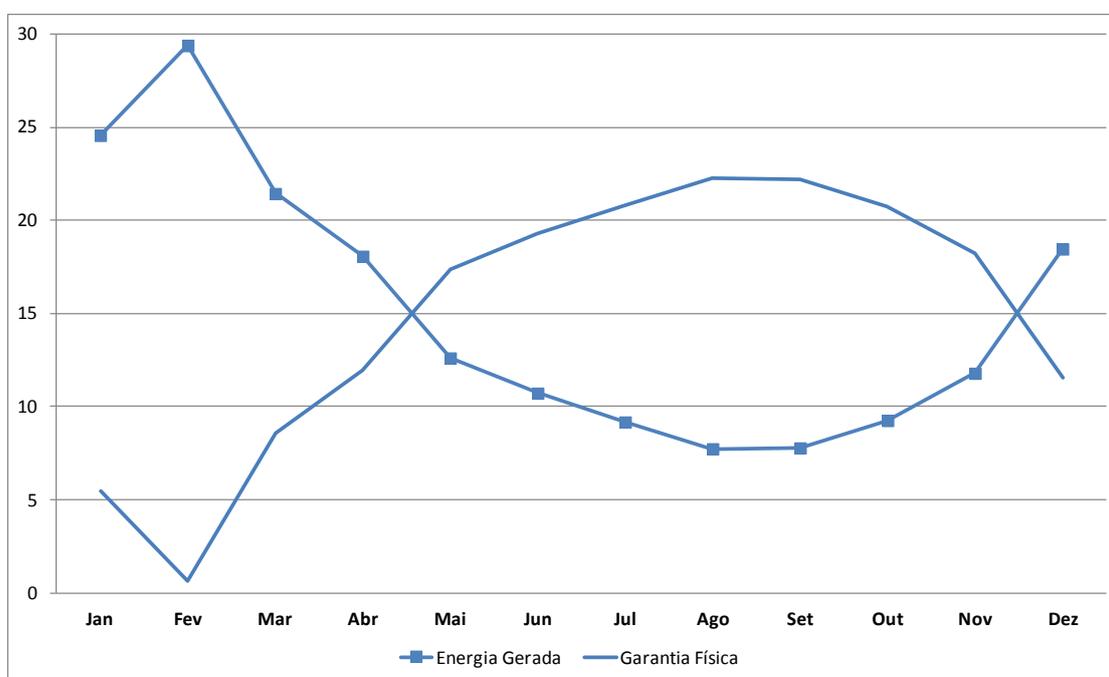


Figura 5.16 - Energia Gerada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Inversa

Verifica-se que entre janeiro e abril e no mês de dezembro a energia gerada pela PCH é bastante superior à sua Garantia Física e o contrário ocorre nos meses compreendidos entre maio e novembro. Isto faz com que as transferências do MRE fiquem muito mais relevantes no perfil de Sazonalização Inversa se comparado aos perfis anteriores.

Na Figura 5.17 é apresentada a Média das 2.000 séries do Custo Mensal do MRE para a PCH proveniente das transferências no âmbito do MRE durante o ano em análise, bem como seu desvio padrão. Verifica-se que os valores financeiros referentes às transferências no âmbito do MRE, em termos absolutos, são bastante elevados se comparados aos valores da Figura 5.3 e da Figura 5.9.

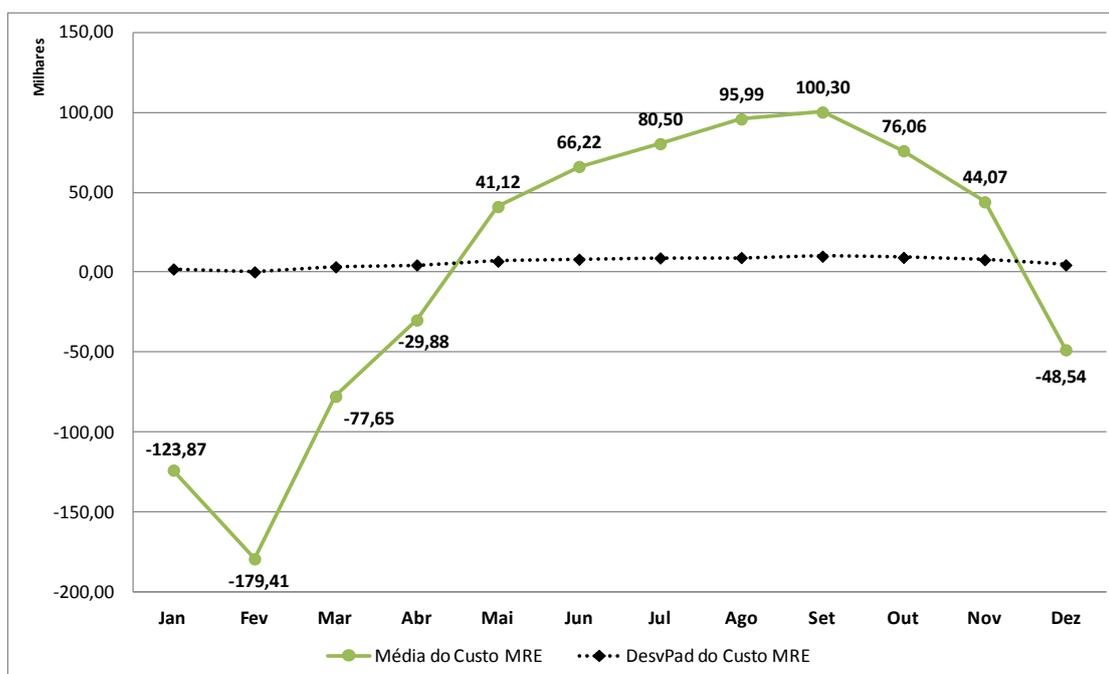


Figura 5.17 - Custo Mensal do MRE (R\$) para a PCH – Sazonalização Inversa

A análise da Figura 5.18 é análoga à da Figura 5.10.

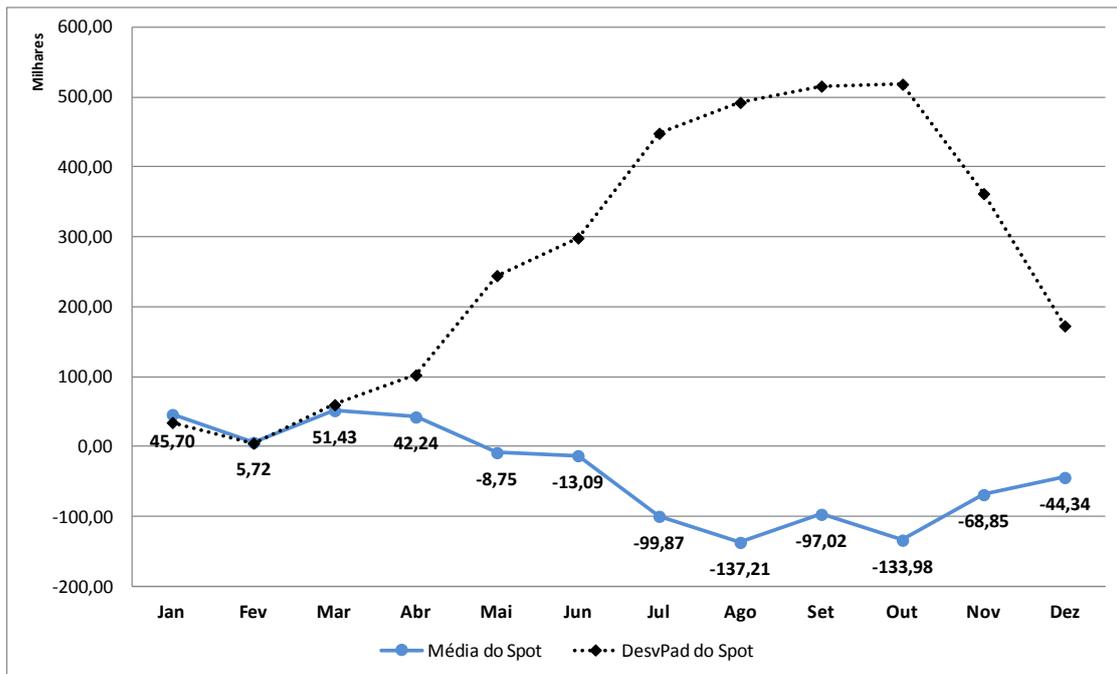


Figura 5.18 - Resultado Mensal no Mercado *Spot* (R\$) para a PCH – Sazonalização Inversa

No entanto, verifica-se que os valores positivos do Resultado no *Spot* para a PCH são menores do que o verificado na Figura 5.10, pois a Energia Secundária alocada à PCH tende a ser menor. Ademais, os valores negativos são ainda mais negativos do que o observado na Figura 5.10, pois a diferença entre a Garantia Física da PCH e sua Garantia Física Ajustada são maiores para o perfil de Sazonalização Inversa conforme verificado na Figura 5.19, na qual são apresentadas as curvas da Garantia Física da PCH com Sazonalização Inversa, da Média das 2.000 séries da sua Garantia Física Ajustada pelo *GSFj* e da Diferença entre estas.

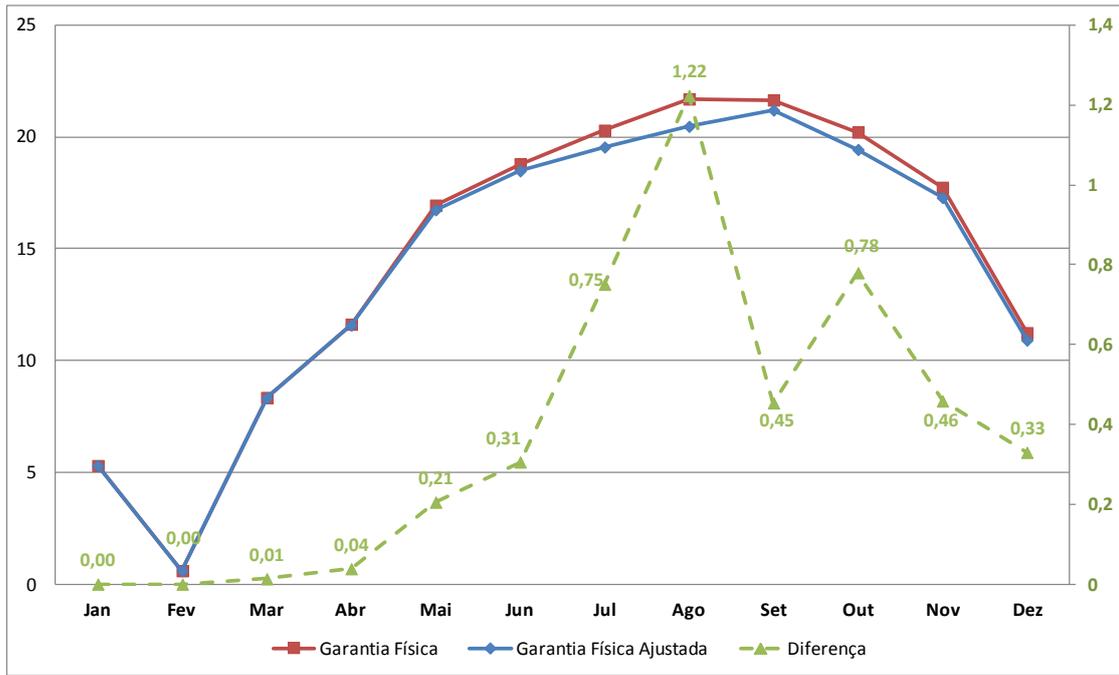


Figura 5.19 – Garantia Física Ajustada e Garantia Física (MW médios) para a PCH – Sazonalização Inversa

Na Figura 5.20 é apresentada a Média das 2.000 séries do Resultado Mensal de Liquidação de Energia para a PCH, bem como seu desvio padrão.

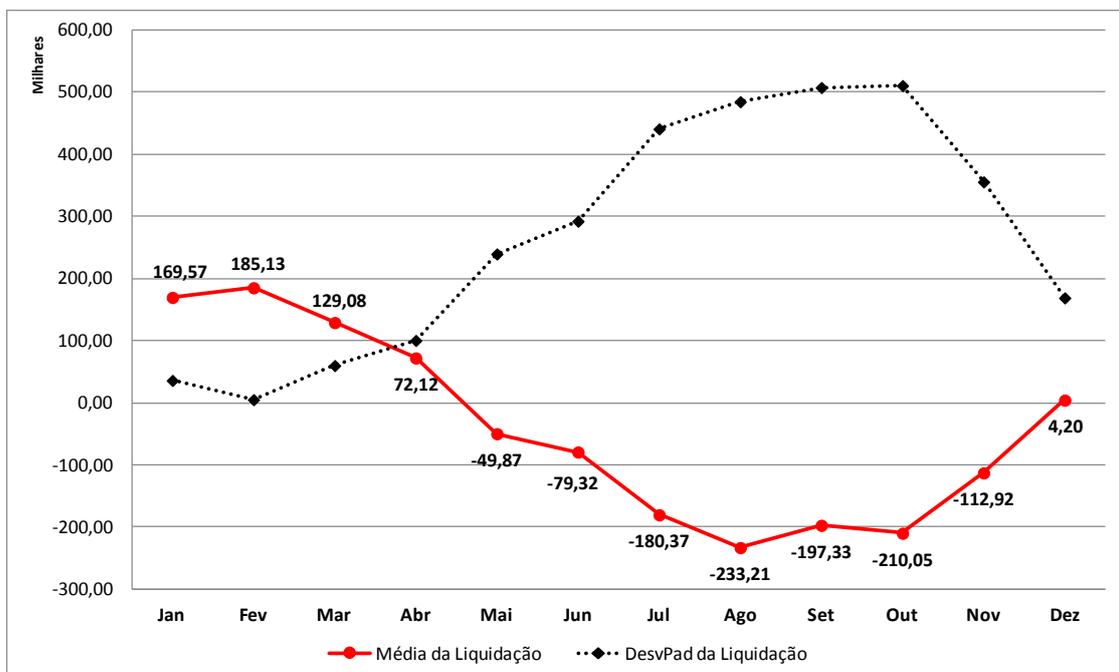


Figura 5.20 – Resultado Mensal da Liquidação de Energia (R\$) para a PCH –
Sazonalização Inversa

A forma destas curvas advém da diferença entre a curva apresentada na Figura 5.18 (resultado do Mercado *Spot* valorado ao PLD) e a curva apresentada na Figura 5.17 (resultado do MRE valorado à TEO).

Na Figura 5.21 é apresentada a Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia para a PCH, resultante das 2.000 séries simuladas.

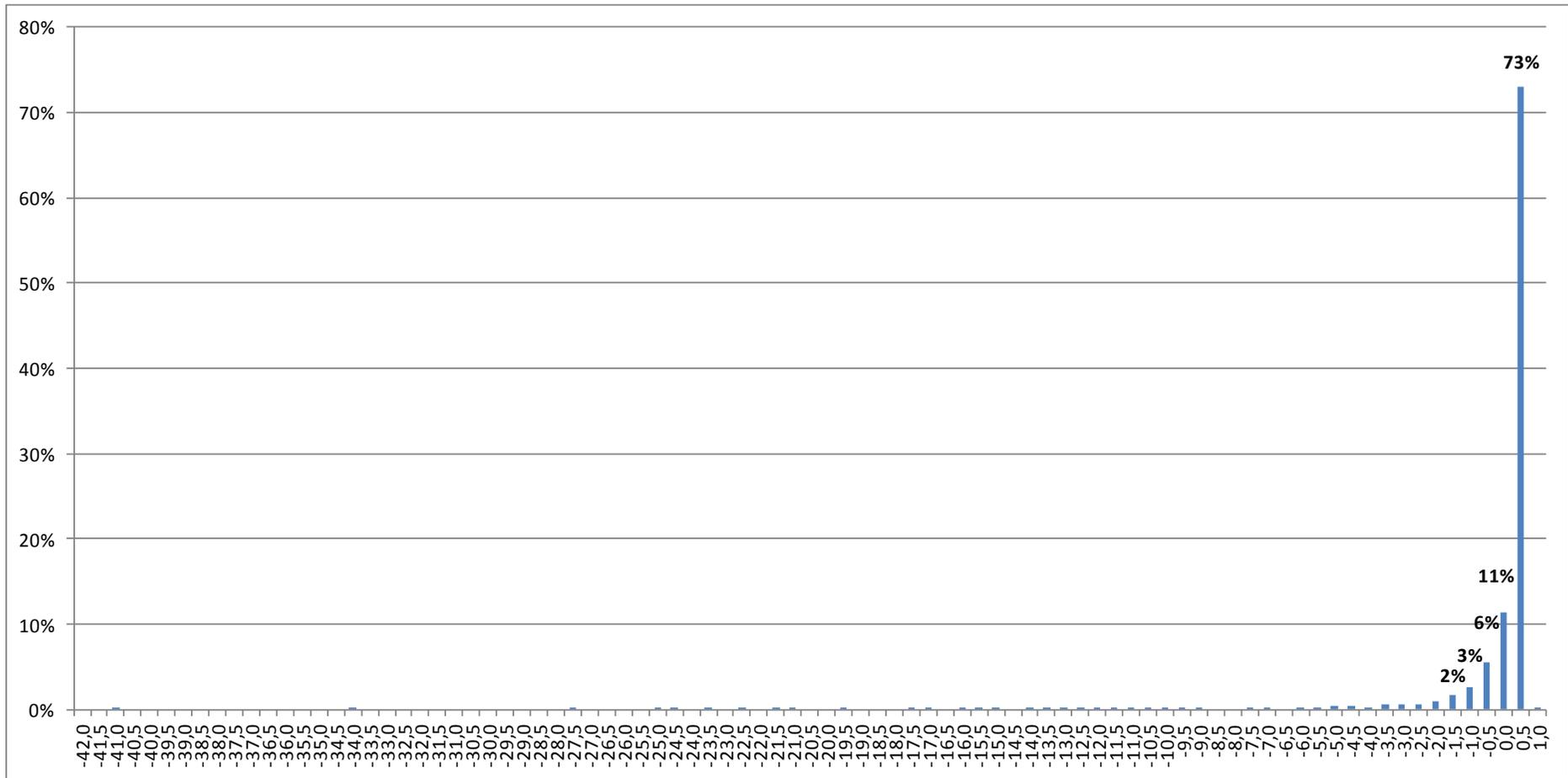


Figura 5.21 - Distribuição de Frequência Simples da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Inversa

Nota-se que cerca de 73% dos valores está localizado entre R\$ 0 e 0,5 milhão. Ademais, observa-se que a “cauda esquerda” deste gráfico é ainda mais longa do que a “cauda esquerda” da Figura 5.14, indicando maior frequência de valores negativos de Liquidação de Energia, *i.e.*, maior frequência de pagamentos por parte da PCH à CCEE. O valor mínimo de Liquidação de Energia para as séries estudadas vale -R\$ 41.475.783,64 e o máximo vale R\$ 552.915,08.

A partir da Figura 5.21 é obtida a Figura 5.22, no qual é apresentada a Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia para a PCH.

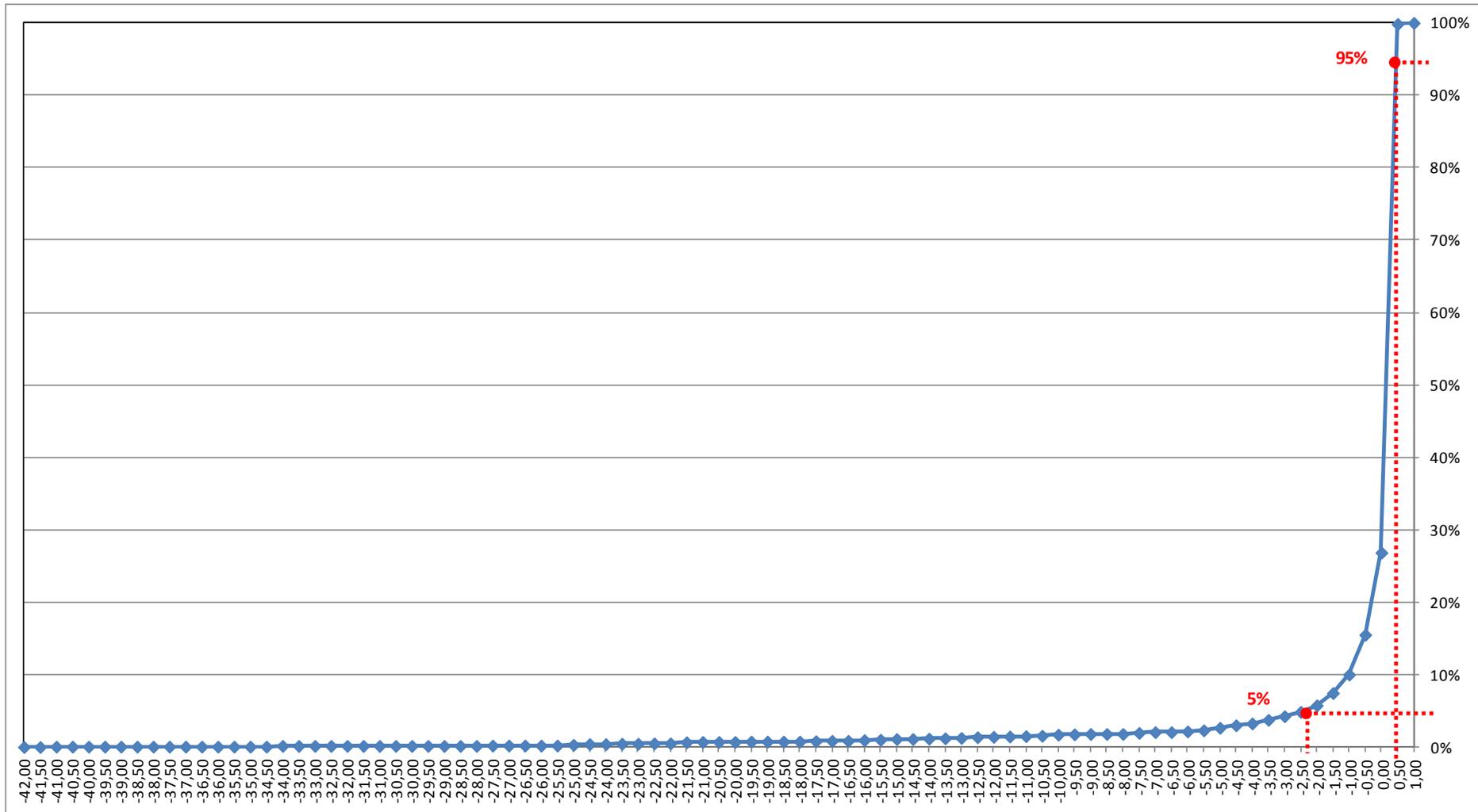


Figura 5.22 - Distribuição de Frequência Acumulada da Liquidação de Energia (R\$ milhões) para a PCH – Sazonalização Inversa

Da Figura 5.22 obteve-se que o percentil 95% vale R\$ 347.298,08 e o percentil 5% vale – R\$ 2.292.910,22. Logo, pela métrica de risco VaR, o risco de a PCH estar sujeita a valores de Liquidação de Energia inferiores ou iguais a –R\$ 2.292.910,22 vale 5% e inferiores ou iguais a R\$ 347.298,08 vale 95%. De forma semelhante, a probabilidade de a Liquidação de Energia ser igual ou inferior a zero vale 26,82% e de ser positiva vale 73,18%.

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido abrange dois temas presentes no cotidiano de empresas proprietárias de usinas hidrelétricas: o MRE e o risco de exposição ao Mercado *Spot*.

A decisão do perfil a ser adotado pelos empreendedores para a Sazonalização da Garantia Física de suas PCHs não é uma tarefa simples, pois envolve cenários de operação do sistema elétrico que influenciam nos montantes de energia transacionados no âmbito do MRE e também no volume de energia exposto ao Mercado *Spot*, bem como no próprio cálculo do PLD. Uma vez gerados os cenários, o empreendedor pode lançar mão de métricas de risco para avaliar qual o perfil lhe é mais interessante de acordo com sua aversão ao risco.

O trabalho utilizou o modelo de médio prazo NEWAVE como ferramenta para gerar os cenários operativos. Apesar das aproximações realizadas, a adoção deste modelo se justifica pelo fato de este ser o modelo padrão utilizado no planejamento da operação do sistema brasileiro.

A metodologia desenvolvida permitiu, para os diversos perfis de Sazonalização de Garantia Física da PCH propostos, quantificar o nível de risco associado à Liquidação da Energia futura da PCH levando em consideração o comportamento energético esperado do sistema, o que pode auxiliar a decisão dos empreendedores na redução do risco envolvido na Liquidação da Energia na CCEE e também contribuir com uma expectativa de comportamento do fluxo de caixa do negócio.

Com relação aos resultados, a metodologia sinalizou que, dentre os três perfis de Sazonalização de Garantia Física da PCH previamente definidos, o da Sazonalização Direta apresentou os melhores resultados para o empreendedor para o ano de 2013, conforme apresentado na Tabela 6.1, dados os níveis risco observados para Liquidação de Energia.

Tabela 6.1 – Comparação entre os perfis de Sazonalização de Garantia Física

Variável	Direta	Uniforme	Inversa
Máximo	R\$ 1.697.015,99	R\$ 1.067.078,61	R\$ 552.915,08
Mínimo	-R\$ 23.877.745,28	-R\$ 32.142.732,72	-R\$ 41.475.783,64
Percentil 95%	R\$ 1.214.955,89	R\$ 794.193,11	R\$ 347.298,08
Percentil 5%	-R\$ 425.885,59	-R\$ 1.249.846,76	-R\$ 2.292.910,22
Prob. Liq. ≤ 0	7,00%	13,81%	26,82%
Prob. Liq. > 0	93,00%	86,19%	73,18%

Nota-se que, para todas as variáveis estatísticas estudadas, o perfil de Sazonalização Direta apresentou os melhores resultados (com menor risco de Liquidação de Energia negativa), enquanto o perfil de Sazonalização Inversa apresentou os piores (com maior risco de Liquidação de Energia negativa).

Conclui-se, portanto, que a metodologia utilizada indica que os riscos de Liquidação de Energia negativa associados à Sazonalização de Garantia Física de PCHs serão reduzidos caso o empreendedor adote o perfil de Sazonalização Direta de Garantia Física da PCH hipotética para o ano de 2013 e também que este perfil poderá lhe prover maiores ganhos na Liquidação de Energia.

Adicionalmente, caso o empreendedor não sazonalize a Garantia Física de suas PCHs na CCEE e esta, por conseguinte, venha a adotar a Sazonalização Uniforme da Garantia Física para estas PCHs, o empreendedor estará sujeito a um maior nível de risco (13,81%) de Liquidação de Energia menor ou igual a zero do que no caso de ele adotar a Sazonalização Direta para suas PCHs (7,00%).

Por fim, verificou-se detalhadamente como o MRE compartilha os riscos hidrológicos entre as usinas participantes do mecanismo e principalmente foi possível comprovar a importância da escolha do perfil de Sazonalização de Garantia Física, uma vez que os resultados obtidos de Liquidação de Energia são diferentes para cada perfil adotado. Ademais, os possíveis valores de Liquidação de Energia para a PCH, conforme mostrado, não são desprezíveis, e, portanto, o tema abordado é de grande relevância para proprietários de PCHs.

6.2 RECOMENDAÇÕES

Obviamente, esta metodologia busca tão somente dar uma sinalização do comportamento da Liquidação de Energia na CCEE para a PCH em análise, pois são diversos os critérios de aproximação e simplificação considerados. Deve-se levar em conta que a metodologia parte dos resultados da execução do modelo de médio prazo NEWAVE que se baseia no conceito de reservatórios equivalentes. Ou seja, as simulações das Regras de Comercialização não foram realizadas com usinas representadas individualmente. Esta já é a primeira aproximação adotada.

Em seguida, o cálculo do PLD foi simplificado. O único critério adotado foi a limitação inferior e superior do CMO obtido do NEWAVE pelo PLD mínimo e máximo, respectivamente.

Outro critério adotado foi o crescimento uniforme da Garantia Física de 2010 a 2013 entre os subsistemas, considerando a projeção de crescimento disposto em [2]. Uma melhor aproximação poderia ser obtida ao se considerar o cronograma de obras das usinas até o fim de 2013.

Ainda no cálculo da Garantia Física Sazonalizada do Sistema, os valores de Garantia Física de 2010 utilizados contemplam a redução de Garantia Física em razão da indisponibilidade histórica das usinas. Naturalmente, esta redução de Garantia Física pode não coincidir com a do ano de 2013.

O valor da TEO utilizada foi a vigente em 2012. Uma alternativa a esta aproximação seria fazer uma previsão da TEO para 2013 utilizando a inflação prevista para o ano de 2012.

Portanto, a pesquisa pode ser estendida para o aprimoramento das simplificações mencionadas, bem como para explorar a possibilidade de determinar se existe um melhor perfil de Sazonalização de Garantia Física a depender da aversão ao risco do empreendedor.

E ainda, pesquisas adicionais podem ser desenvolvidas de modo a avaliar os riscos financeiros do empreendedor quando considerados os preços de venda de energia a consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Informações Gerenciais. Março de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [2] Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019. Ministério de Minas e Energia.
- [3] Mateus Sánchez, J. C. (2008). “*Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas predominantemente hidráulicos*”. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília DF.
- [4] Jannuzzi, D. P. (2008). “*Modelo de Negociação de Contratos Bilaterais de Médio Prazo para Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte – PCH*”. Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- [5] Rosim, S. O. (2008). “*Geração de Energia Elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil*.” Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, SP.
- [6] Regras de Comercialização - Versão 2010 - aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 385, de 08 de dezembro de 2009. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
- [7] Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008, do Ministério de Minas e Energia – MME.
- [8] Portaria nº 463, de 3 de dezembro de 2009, do Ministério de Minas e Energia – MME.
- [9] PdC CO.02 – Sazonalização de Contrato Equivalente e Garantia Física. Início de Vigência: 28.05.2010. Procedimentos de Comercialização. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- [10] Sokei, C. T. (2008). “*Modelo de sazonalização da energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando algoritmos genéticos*”. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, SP.
- [11] Masukawa, F. T. (2011). “*Avaliação de Critérios de Risco na Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte – PCH*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

- [12] Manual de Referência – Modelo NEWAVE. Revisão 1. Janeiro de 2012. CEPEL – ELETROBRÁS.
- [13] Decreto nº 2.655, de 2 de julho 1998. Presidência da República.
- [14] Resolução Homologatória nº 1.246, de 13 de dezembro de 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [15] Resolução Normativa nº 392, de 15 de dezembro de 2009. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [16] Sítio do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na internet. <http://www.ons.org.br/agentes/agentes.aspx>. Acessado em 07 de novembro de 2011.
- [17] Resolução Homologatória nº 1.247, de 13 de dezembro de 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [18] Sítio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na Internet. Relatórios Mensais. Ano 2010. <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a5ada5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. Acessado em 20 de outubro de 2011.
- [19] Relatório de Informações ao Público. Análise Anual 2010. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
- [20] Sítio do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na internet. http://www.ons.org.br/historico/energia_natural_afluente.aspx. Acessado em 14 de dezembro de 2011.
- [21] Ribeiro, R. C., Cuervo P. E., (2012). “*Avaliação dos riscos de liquidação de energia associados à Sazonalização de Garantia Física de PCHs*”. Apresentação oral no XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE. Rio de Janeiro, RJ.

A – Código de programação computacional

1) Tela de entrada e saída de dados

Dados de Entrada					Dados de Saída						
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Série	Mês	Patamar	Submercado	Usina	G	FASS	PLD	ERM_P	ERM_P x TEO	GWGP	LIQ
1	1	1	Leve	SE	PCH						
2	1	1	Leve	SE	Conj_SE						
3	1	1	Leve	S	Conj_S						
4	1	1	Leve	NE	Conj_NE						
5	1	1	Leve	N	Conj_N						
6	1	1	Médio	SE	PCH						
7	1	1	Médio	SE	Conj_SE						
8	1	1	Médio	S	Conj_S						
9	1	1	Médio	NE	Conj_NE						
10	1	1	Médio	N	Conj_N						
11	1	1	Médio	SE	PCH						
12	1	1	Médio	SE	Conj_SE						
13	1	1	Médio	S	Conj_S						
14	1	1	Médio	NE	Conj_NE						
15	1	1	Médio	N	Conj_N						
16	1	1	Médio	SE	PCH						
17	2	1	Leve	SE	Conj_SE						
18	2	1	Leve	S	Conj_S						
19	2	1	Leve	NE	Conj_NE						
20	2	1	Leve	N	Conj_N						
21	2	1	Médio	SE	PCH						
22	2	1	Médio	SE	Conj_SE						
23	2	1	Médio	S	Conj_S						
24	2	1	Médio	NE	Conj_NE						
25	2	1	Médio	N	Conj_N						
26	2	1	Médio	SE	PCH						
27	2	1	Médio	SE	Conj_SE						
28	2	1	Médio	S	Conj_S						
29	2	1	Médio	NE	Conj_NE						
30	2	1	Médio	N	Conj_N						
31	2	1	Médio	N	Conj_N						
(...)											
359972	1999	12	Leve	SE	PCH						
359973	1999	12	Leve	SE	Conj_SE						
359974	1999	12	Leve	S	Conj_S						
359975	1999	12	Leve	NE	Conj_NE						
359976	1999	12	Leve	N	Conj_N						
359977	1999	12	Médio	SE	PCH						
359978	1999	12	Médio	SE	Conj_SE						
359979	1999	12	Médio	S	Conj_S						
359980	1999	12	Médio	NE	Conj_NE						
359981	1999	12	Médio	N	Conj_N						
359982	1999	12	Médio	SE	PCH						
359983	1999	12	Médio	SE	Conj_SE						
359984	1999	12	Médio	S	Conj_S						
359985	1999	12	Médio	NE	Conj_NE						
359986	1999	12	Médio	N	Conj_N						
359987	2000	12	Leve	SE	PCH						
359988	2000	12	Leve	SE	Conj_SE						
359989	2000	12	Leve	S	Conj_S						
359990	2000	12	Leve	NE	Conj_NE						
359991	2000	12	Leve	N	Conj_N						
359992	2000	12	Médio	SE	PCH						
359993	2000	12	Médio	SE	Conj_SE						
359994	2000	12	Médio	S	Conj_S						
359995	2000	12	Médio	NE	Conj_NE						
359996	2000	12	Médio	N	Conj_N						
359997	2000	12	Médio	SE	PCH						
359998	2000	12	Médio	SE	Conj_SE						
359999	2000	12	Médio	S	Conj_S						
360000	2000	12	Médio	NE	Conj_NE						
360001	2000	12	Médio	N	Conj_N						

Figura A.1 - Tela de entrada e saída de dados

Os dados de entrada e de saída são resultantes de 2.000 séries analisadas, para 12 meses, 3 patamares de carga e 5 usinas (PCH, Conj_SE, Conj_S, Conj_NE e Conj_N), o que resulta em $2.000 \times 12 \times 3 \times 5 = 360.000$ valores para cada variável.

2) Código desenvolvido em *Visual Basic for Applications* - VBA

```
Sub Calculos()
```

```
Application.ScreenUpdating = False
```

```
Sheets("Dados").Select
```

```
'Entrada de valores
```

```
linha = 1
```

```
Rotina:
```

```
Range("F2").Select
```

```
ActiveCell.Select
```

```
G_PCH = ActiveCell(linha, 1).Value
```

```
G_SE = ActiveCell(linha + 1, 1).Value
```

```
G_S = ActiveCell(linha + 2, 1).Value
```

```
G_NE = ActiveCell(linha + 3, 1).Value
```

```
G_N = ActiveCell(linha + 4, 1).Value
```

```
G_TOTAL = G_PCH + G_SE + G_S + G_NE + G_N
```

```
ASS_1_PCH = ActiveCell(linha, 2).Value
```

```
ASS_1_SE = ActiveCell(linha + 1, 2).Value
```

```
ASS_1_S = ActiveCell(linha + 2, 2).Value
```

```
ASS_1_NE = ActiveCell(linha + 3, 2).Value
```

```
ASS_1_N = ActiveCell(linha + 4, 2).Value
```

```
ASS_1_TOTAL = ASS_1_PCH + ASS_1_SE + ASS_1_S + ASS_1_NE + ASS_1_N
```

```
PLD_SE = ActiveCell(linha + 1, 3).Value
```

```
PLD_S = ActiveCell(linha + 2, 3).Value
```

```
PLD_NE = ActiveCell(linha + 3, 3).Value
```

```
PLD_N = ActiveCell(linha + 4, 3).Value
```

'MR.1.1*****

If G_TOTAL > ASS_1_TOTAL Then

SEC = G_TOTAL - ASS_1_TOTAL

Else

SEC = 0

End If

'MR.2.1*****

If SEC > 0 Then

GSF = 1

ASS_2_PCH = ASS_1_PCH

ASS_2_SE = ASS_1_SE

ASS_2_S = ASS_1_S

ASS_2_NE = ASS_1_NE

ASS_2_N = ASS_1_N

ASS_2_TOTAL = ASS_2_PCH + ASS_2_SE + ASS_2_S + ASS_2_NE + ASS_2_N

Else

GSF = G_TOTAL / ASS_1_TOTAL

ASS_2_PCH = ASS_1_PCH * GSF

ASS_2_SE = ASS_1_SE * GSF

ASS_2_S = ASS_1_S * GSF

ASS_2_NE = ASS_1_NE * GSF

ASS_2_N = ASS_1_N * GSF

End If

'MR.3.1*****'

If G_PCH > ASS_2_PCH Then

ERM_SURP_PCH = G_PCH - ASS_2_PCH

ERM_DEF_PCH = 0

Else

ERM_SURP_PCH = 0

ERM_DEF_PCH = -G_PCH + ASS_2_PCH

End If

'-----'

If G_SE > ASS_2_SE Then

ERM_SURP_SE = G_SE - ASS_2_SE

ERM_DEF_SE = 0

Else

ERM_SURP_SE = 0

ERM_DEF_SE = -G_SE + ASS_2_SE

End If

'-----'

If G_S > ASS_2_S Then

ERM_SURP_S = G_S - ASS_2_S

ERM_DEF_S = 0

Else

ERM_SURP_S = 0

ERM_DEF_S = -G_S + ASS_2_S

End If

'-----

If G_NE > ASS_2_NE Then

ERM_SURP_NE = G_NE - ASS_2_NE

ERM_DEF_NE = 0

Else

ERM_SURP_NE = 0

ERM_DEF_NE = -G_NE + ASS_2_NE

End If

'-----

If G_N > ASS_2_N Then

ERM_SURP_N = G_N - ASS_2_N

ERM_DEF_N = 0

Else

ERM_SURP_N = 0

ERM_DEF_N = -G_N + ASS_2_N

End If

'MR.3.2*****

POT_SE = ERM_SURP_PCH + ERM_SURP_SE

POT_S = ERM_SURP_S

POT_NE = ERM_SURP_NE

POT_N = ERM_SURP_N

DEFICIT_SE = ERM_DEF_PCH + ERM_DEF_SE

DEFICIT_S = ERM_DEF_S

DEFICIT_NE = ERM_DEF_NE

DEFICIT_N = ERM_DEF_N

'MR.3.3*****

EA_1_PCH = -ERM_SURP_PCH

EA_1_SE = -ERM_SURP_SE

EA_1_S = -ERM_SURP_S

EA_1_NE = -ERM_SURP_NE

EA_1_N = -ERM_SURP_N

'MR.3.4 E MR.3.5*****

If POT_SE >= DEFICIT_SE Then

POT_1_SE = POT_SE - DEFICIT_SE

EA_2ASS_PCH = ERM_DEF_PCH

EA_2ASS_SE = ERM_DEF_SE

Else

POT_1_SE = 0

EA_2ASS_PCH = POT_SE * ERM_DEF_PCH / (ERM_DEF_PCH + ERM_DEF_SE)

EA_2ASS_SE = POT_SE * ERM_DEF_SE / (ERM_DEF_PCH + ERM_DEF_SE)

End If

```

'-----
If POT_S >= DEFICIT_S Then

POT_1_S = POT_S - DEFICIT_S

EA_2ASS_S = ERM_DEF_S

Else

POT_1_S = 0

EA_2ASS_S = POT_S * ERM_DEF_S / ERM_DEF_S

End If
'-----
If POT_NE >= DEFICIT_NE Then

POT_1_NE = POT_NE - DEFICIT_NE

EA_2ASS_NE = ERM_DEF_NE

Else

POT_1_NE = 0

EA_2ASS_NE = POT_NE * ERM_DEF_NE / ERM_DEF_NE

End If
'-----
If POT_N >= DEFICIT_N Then

POT_1_N = POT_N - DEFICIT_N

EA_2ASS_N = ERM_DEF_N

```

Else

POT_1_N = 0

EA_2ASS_N = POT_N * ERM_DEF_N / ERM_DEF_N

End If

'MR.3.6*****

DEFICIT_1_PCH = ERM_DEF_PCH - EA_2ASS_PCH

DEFICIT_1_SE = ERM_DEF_SE - EA_2ASS_SE

DEFICIT_1_S = ERM_DEF_S - EA_2ASS_S

DEFICIT_1_NE = ERM_DEF_NE - EA_2ASS_NE

DEFICIT_1_N = ERM_DEF_N - EA_2ASS_N

'MR.3.7*****

If POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N = 0 Then

EA_3ASS_PCH_DOADOR_SE = 0

EA_3ASS_PCH_DOADOR_S = 0

EA_3ASS_PCH_DOADOR_NE = 0

EA_3ASS_PCH_DOADOR_N = 0

EA_3ASS_SE_DOADOR_SE = 0

EA_3ASS_SE_DOADOR_S = 0

EA_3ASS_SE_DOADOR_NE = 0

EA_3ASS_SE_DOADOR_N = 0

EA_3ASS_S_DOADOR_SE = 0

EA_3ASS_S_DOADOR_S = 0

EA_3ASS_S_DOADOR_NE = 0

$$EA_3ASS_S_DOADOR_N = 0$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_SE = 0$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_S = 0$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_NE = 0$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_N = 0$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_SE = 0$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_S = 0$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_NE = 0$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_N = 0$$

Else

$$EA_3ASS_PCH_DOADOR_SE = DEFICIT_1_PCH * POT_1_SE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_PCH_DOADOR_S = DEFICIT_1_PCH * POT_1_S / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_PCH_DOADOR_NE = DEFICIT_1_PCH * POT_1_NE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_PCH_DOADOR_N = DEFICIT_1_PCH * POT_1_N / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_SE_DOADOR_SE = DEFICIT_1_SE * POT_1_SE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_SE_DOADOR_S = DEFICIT_1_SE * POT_1_S / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_SE_DOADOR_NE = DEFICIT_1_SE * POT_1_NE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_SE_DOADOR_N = DEFICIT_1_SE * POT_1_N / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_S_DOADOR_SE = DEFICIT_1_S * POT_1_SE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_S_DOADOR_S = DEFICIT_1_S * POT_1_S / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_S_DOADOR_NE = DEFICIT_1_S * POT_1_NE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_S_DOADOR_N = DEFICIT_1_S * POT_1_N / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_SE = DEFICIT_1_NE * POT_1_SE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_S = DEFICIT_1_NE * POT_1_S / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_NE = DEFICIT_1_NE * POT_1_NE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_NE_DOADOR_N = DEFICIT_1_NE * POT_1_N / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_SE = DEFICIT_1_N * POT_1_SE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_S = DEFICIT_1_N * POT_1_S / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_NE = DEFICIT_1_N * POT_1_NE / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

$$EA_3ASS_N_DOADOR_N = DEFICIT_1_N * POT_1_N / (POT_1_SE + POT_1_S + POT_1_NE + POT_1_N)$$

End If

'MR.4.1*****

If POT_1_SE = 0 Then

ERN_SE = 0

Else

```
ERN_SE      =      POT_1_SE      -      (EA_3ASS_PCH_DOADOR_SE      +
EA_3ASS_SE_DOADOR_SE      +      EA_3ASS_PCH_DOADOR_SE      +
EA_3ASS_NE_DOADOR_SE + EA_3ASS_N_DOADOR_SE)
```

End If

'-----

If POT_1_S = 0 Then

ERN_S = 0

Else

```
ERN_S = POT_1_S - (EA_3ASS_PCH_DOADOR_S + EA_3ASS_SE_DOADOR_S +
EA_3ASS_PCH_DOADOR_S      +      EA_3ASS_NE_DOADOR_S      +
EA_3ASS_N_DOADOR_S)
```

End If

'-----

If POT_1_NE = 0 Then

ERN_NE = 0

Else

```
ERN_NE      =      POT_1_NE      -      (EA_3ASS_PCH_DOADOR_NE      +
EA_3ASS_SE_DOADOR_NE      +      EA_3ASS_PCH_DOADOR_NE      +
EA_3ASS_NE_DOADOR_NE + EA_3ASS_N_DOADOR_NE)
```

End If

'-----

If POT_1_N = 0 Then

ERN_N = 0

Else

ERN_N = POT_1_N - (EA_3ASS_PCH_DOADOR_N + EA_3ASS_SE_DOADOR_N +
EA_3ASS_PCH_DOADOR_N + EA_3ASS_NE_DOADOR_N +
EA_3ASS_N_DOADOR_N)

End If

'MR.4.2*****

SEC_C_PCH = SEC * ASS_1_PCH / ASS_1_TOTAL
SEC_C_SE = SEC * ASS_1_SE / ASS_1_TOTAL
SEC_C_S = SEC * ASS_1_S / ASS_1_TOTAL
SEC_C_NE = SEC * ASS_1_NE / ASS_1_TOTAL
SEC_C_N = SEC * ASS_1_N / ASS_1_TOTAL

'MR.4.3*****

SEC_SM_SE = SEC_C_PCH + SEC_C_SE
SEC_SM_S = SEC_C_S
SEC_SM_NE = SEC_C_NE
SEC_SM_N = SEC_C_N

'MR.4.4 E MR.4.5*****

If ERN_SE > SEC_SM_SE Then

POT_2_SE = ERN_SE - SEC_SM_SE
EA_2SEC_PCH = SEC_C_PCH
EA_2SEC_SE = SEC_C_SE

Else

POT_2_SE = 0

If SEC_SM_SE = 0 Then

EA_2SEC_PCH = 0

EA_2SEC_SE = 0

Else

EA_2SEC_PCH = ERN_SE * SEC_C_PCH / SEC_SM_SE

EA_2SEC_SE = ERN_SE * SEC_C_SE / SEC_SM_SE

End If

End If

'-----

If ERN_S > SEC_SM_S Then

POT_2_S = ERN_S - SEC_SM_S

EA_2SEC_S = SEC_C_S

Else

POT_2_S = 0

If SEC_SM_S = 0 Then

EA_2SEC_S = 0

Else

EA_2SEC_S = ERN_S * SEC_C_S / SEC_SM_S

End If

End If

'-----

If ERN_NE > SEC_SM_NE Then

POT_2_NE = ERN_NE - SEC_SM_NE

EA_2SEC_NE = SEC_C_NE

Else

POT_2_NE = 0

 If SEC_SM_NE = 0 Then

 EA_2SEC_NE = 0

 Else

 EA_2SEC_NE = ERN_NE * SEC_C_NE / SEC_SM_NE

 End If

End If

'-----

If ERN_N > SEC_SM_N Then

POT_2_N = ERN_N - SEC_SM_N

EA_2SEC_N = SEC_C_N

Else

POT_2_N = 0

 If SEC_SM_N = 0 Then

EA_2SEC_N = 0

Else

EA_2SEC_N = ERN_N * SEC_C_N / SEC_SM_N

End If

End If

'MR.4.6*****

DEFICIT_2_PCH = SEC_C_PCH - EA_2SEC_PCH

DEFICIT_2_SE = SEC_C_SE - EA_2SEC_SE

DEFICIT_2_S = SEC_C_S - EA_2SEC_S

DEFICIT_2_NE = SEC_C_NE - EA_2SEC_NE

DEFICIT_2_N = SEC_C_N - EA_2SEC_N

'MR.4.7*****

If POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N = 0 Then

EA_3SEC_PCH_DOADOR_SE = 0

EA_3SEC_PCH_DOADOR_S = 0

EA_3SEC_PCH_DOADOR_NE = 0

EA_3SEC_PCH_DOADOR_N = 0

EA_3SEC_SE_DOADOR_SE = 0

EA_3SEC_SE_DOADOR_S = 0

EA_3SEC_SE_DOADOR_NE = 0

EA_3SEC_SE_DOADOR_N = 0

EA_3SEC_S_DOADOR_SE = 0

EA_3SEC_S_DOADOR_S = 0
EA_3SEC_S_DOADOR_NE = 0
EA_3SEC_S_DOADOR_N = 0

EA_3SEC_NE_DOADOR_SE = 0
EA_3SEC_NE_DOADOR_S = 0
EA_3SEC_NE_DOADOR_NE = 0
EA_3SEC_NE_DOADOR_N = 0

EA_3SEC_N_DOADOR_SE = 0
EA_3SEC_N_DOADOR_S = 0
EA_3SEC_N_DOADOR_NE = 0
EA_3SEC_N_DOADOR_N = 0

Else

EA_3SEC_PCH_DOADOR_SE = DEFICIT_2_PCH * POT_2_SE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_PCH_DOADOR_S = DEFICIT_2_PCH * POT_2_S / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_PCH_DOADOR_NE = DEFICIT_2_PCH * POT_2_NE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_PCH_DOADOR_N = DEFICIT_2_PCH * POT_2_N / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_SE_DOADOR_SE = DEFICIT_2_SE * POT_2_SE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_SE_DOADOR_S = DEFICIT_2_SE * POT_2_S / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_SE_DOADOR_NE = DEFICIT_2_SE * POT_2_NE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

EA_3SEC_SE_DOADOR_N = DEFICIT_2_SE * POT_2_N / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)

$$EA_3SEC_S_DOADOR_SE = DEFICIT_2_S * POT_2_SE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_S_DOADOR_S = DEFICIT_2_S * POT_2_S / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_S_DOADOR_NE = DEFICIT_2_S * POT_2_NE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_S_DOADOR_N = DEFICIT_2_S * POT_2_N / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_NE_DOADOR_SE = DEFICIT_2_NE * POT_2_SE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_NE_DOADOR_S = DEFICIT_2_NE * POT_2_S / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_NE_DOADOR_NE = DEFICIT_2_NE * POT_2_NE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_NE_DOADOR_N = DEFICIT_2_NE * POT_2_N / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_N_DOADOR_SE = DEFICIT_2_N * POT_2_SE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_N_DOADOR_S = DEFICIT_2_N * POT_2_S / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_N_DOADOR_NE = DEFICIT_2_N * POT_2_NE / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

$$EA_3SEC_N_DOADOR_N = DEFICIT_2_N * POT_2_N / (POT_2_SE + POT_2_S + POT_2_NE + POT_2_N)$$

End If

'MR.5.1*****

$$EA_2_PCH = EA_2ASS_PCH + EA_2SEC_PCH$$

$$EA_2_SE = EA_2ASS_SE + EA_2SEC_SE$$

$$EA_2_S = EA_2ASS_S + EA_2SEC_S$$

$$EA_2_NE = EA_2ASS_NE + EA_2SEC_NE$$

$$EA_2_N = EA_2ASS_N + EA_2SEC_N$$

'MR.5.2*****

$$EA_3_PCH_DOADOR_SE = EA_3ASS_PCH_DOADOR_SE +$$

$$EA_3SEC_PCH_DOADOR_SE$$

$$EA_3_PCH_DOADOR_S = EA_3ASS_PCH_DOADOR_S +$$

$$EA_3SEC_PCH_DOADOR_S$$

$$EA_3_PCH_DOADOR_NE = EA_3ASS_PCH_DOADOR_NE +$$

$$EA_3SEC_PCH_DOADOR_NE$$

$$EA_3_PCH_DOADOR_N = EA_3ASS_PCH_DOADOR_N +$$

$$EA_3SEC_PCH_DOADOR_N$$

$$EA_3_SE_DOADOR_SE = EA_3ASS_SE_DOADOR_SE +$$

$$EA_3SEC_SE_DOADOR_SE$$

$$EA_3_SE_DOADOR_S = EA_3ASS_SE_DOADOR_S + EA_3SEC_SE_DOADOR_S$$

$$EA_3_SE_DOADOR_NE = EA_3ASS_SE_DOADOR_NE +$$

$$EA_3SEC_SE_DOADOR_NE$$

$$EA_3_SE_DOADOR_N = EA_3ASS_SE_DOADOR_N + EA_3SEC_SE_DOADOR_N$$

$$EA_3_S_DOADOR_SE = EA_3ASS_S_DOADOR_SE + EA_3SEC_S_DOADOR_SE$$

$$EA_3_S_DOADOR_S = EA_3ASS_S_DOADOR_S + EA_3SEC_S_DOADOR_S$$

$$EA_3_S_DOADOR_NE = EA_3ASS_S_DOADOR_NE + EA_3SEC_S_DOADOR_NE$$

$$EA_3_S_DOADOR_N = EA_3ASS_S_DOADOR_N + EA_3SEC_S_DOADOR_N$$

$$EA_3_NE_DOADOR_SE = EA_3ASS_NE_DOADOR_SE +$$

$$EA_3SEC_NE_DOADOR_SE$$

$$EA_3_NE_DOADOR_S = EA_3ASS_NE_DOADOR_S + EA_3SEC_NE_DOADOR_S$$

$$EA_3_NE_DOADOR_NE = EA_3ASS_NE_DOADOR_NE +$$

$$EA_3SEC_NE_DOADOR_NE$$

$$EA_3_NE_DOADOR_N = EA_3ASS_NE_DOADOR_N + EA_3SEC_NE_DOADOR_N$$

$$EA_3_N_DOADOR_SE = EA_3ASS_N_DOADOR_SE + EA_3SEC_N_DOADOR_SE$$

EA_3_N_DOADOR_S = EA_3ASS_N_DOADOR_S + EA_3SEC_N_DOADOR_S
 EA_3_N_DOADOR_NE = EA_3ASS_N_DOADOR_NE + EA_3SEC_N_DOADOR_NE
 EA_3_N_DOADOR_N = EA_3ASS_N_DOADOR_N + EA_3SEC_N_DOADOR_N

'MR.5.3*****

ERM_P_PCH = EA_1_PCH + EA_2_PCH + (EA_3_PCH_DOADOR_SE +
 EA_3_PCH_DOADOR_S + EA_3_PCH_DOADOR_NE + EA_3_PCH_DOADOR_N)
 ERM_P_SE = EA_1_SE + EA_2_SE + (EA_3_SE_DOADOR_SE +
 EA_3_SE_DOADOR_S + EA_3_SE_DOADOR_NE + EA_3_SE_DOADOR_N)
 ERM_P_S = EA_1_S + EA_2_S + (EA_3_S_DOADOR_SE + EA_3_S_DOADOR_S +
 EA_3_S_DOADOR_NE + EA_3_S_DOADOR_N)
 ERM_P_NE = EA_1_NE + EA_2_NE + (EA_3_NE_DOADOR_SE +
 EA_3_NE_DOADOR_S + EA_3_NE_DOADOR_NE + EA_3_NE_DOADOR_N)
 ERM_P_N = EA_1_N + EA_2_N + (EA_3_N_DOADOR_SE + EA_3_N_DOADOR_S +
 EA_3_N_DOADOR_NE + EA_3_N_DOADOR_N)

'MR.5.4*****

ERMAS_PCH = EA_1_PCH + EA_2_PCH
 ERMAS_SE = EA_1_SE + EA_2_SE
 ERMAS_S = EA_1_S + EA_2_S
 ERMAS_NE = EA_1_NE + EA_2_NE
 ERMAS_N = EA_1_N + EA_2_N

'MR.5.5*****

ERMAL_PCH_DOADOR_SE = EA_3_PCH_DOADOR_SE
 ERMAL_PCH_DOADOR_S = EA_3_PCH_DOADOR_S
 ERMAL_PCH_DOADOR_NE = EA_3_PCH_DOADOR_NE
 ERMAL_PCH_DOADOR_N = EA_3_PCH_DOADOR_N

 ERMAL_SE_DOADOR_SE = EA_3_SE_DOADOR_SE
 ERMAL_SE_DOADOR_S = EA_3_SE_DOADOR_S

ERMAL_SE_DOADOR_NE = EA_3_SE_DOADOR_NE
ERMAL_SE_DOADOR_N = EA_3_SE_DOADOR_N

ERMAL_S_DOADOR_SE = EA_3_S_DOADOR_SE
ERMAL_S_DOADOR_S = EA_3_S_DOADOR_S
ERMAL_S_DOADOR_NE = EA_3_S_DOADOR_NE
ERMAL_S_DOADOR_N = EA_3_S_DOADOR_N

ERMAL_NE_DOADOR_SE = EA_3_NE_DOADOR_SE
ERMAL_NE_DOADOR_S = EA_3_NE_DOADOR_S
ERMAL_NE_DOADOR_NE = EA_3_NE_DOADOR_NE
ERMAL_NE_DOADOR_N = EA_3_NE_DOADOR_N

ERMAL_N_DOADOR_SE = EA_3_N_DOADOR_SE
ERMAL_N_DOADOR_S = EA_3_N_DOADOR_S
ERMAL_N_DOADOR_NE = EA_3_N_DOADOR_NE
ERMAL_N_DOADOR_N = EA_3_N_DOADOR_N

'MR.5.6*****

TERMAL_PCH_DOADOR_S = ERMAL_PCH_DOADOR_S
TERMAL_PCH_DOADOR_NE = ERMAL_PCH_DOADOR_NE
TERMAL_PCH_DOADOR_N = ERMAL_PCH_DOADOR_N

TERMAL_SE_DOADOR_S = ERMAL_SE_DOADOR_S
TERMAL_SE_DOADOR_NE = ERMAL_SE_DOADOR_NE
TERMAL_SE_DOADOR_N = ERMAL_SE_DOADOR_N

TERMAL_S_DOADOR_SE = ERMAL_SE_DOADOR_SE
TERMAL_S_DOADOR_NE = ERMAL_S_DOADOR_NE
TERMAL_S_DOADOR_N = ERMAL_S_DOADOR_N

TERMAL_NE_DOADOR_S = ERMAL_NE_DOADOR_S
TERMAL_NE_DOADOR_SE = ERMAL_NE_DOADOR_SE

$$\text{TERMAL_NE_DOADOR_N} = \text{ERMAL_NE_DOADOR_N}$$

$$\text{TERMAL_N_DOADOR_S} = \text{ERMAL_N_DOADOR_S}$$

$$\text{TERMAL_N_DOADOR_NE} = \text{ERMAL_N_DOADOR_NE}$$

$$\text{TERMAL_N_DOADOR_SE} = \text{ERMAL_N_DOADOR_SE}$$

'Custo do MRE*****

$$\text{TEO} = 9.58$$

$$\text{CUSTO_MRE_PCH} = \text{ERM_P_PCH} * \text{TEO}$$

$$\text{CUSTO_MRE_SE} = \text{ERM_P_SE} * \text{TEO}$$

$$\text{CUSTO_MRE_S} = \text{ERM_P_S} * \text{TEO}$$

$$\text{CUSTO_MRE_NE} = \text{ERM_P_NE} * \text{TEO}$$

$$\text{CUSTO_MRE_N} = \text{ERM_P_N} * \text{TEO}$$

'Liquidação da energia*****

'EF.7.2*****

$$\text{NET_G_PCH_SE} = \text{G_PCH} + \text{ERMAS_PCH} + \text{TERMAL_PCH_DOADOR_SE} - \text{ASS_1_PCH}$$

$$\text{NET_G_PCH_S} = 0 + 0 + \text{TERMAL_PCH_DOADOR_S}$$

$$\text{NET_G_PCH_NE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_PCH_DOADOR_NE}$$

$$\text{NET_G_PCH_N} = 0 + 0 + \text{TERMAL_PCH_DOADOR_N}$$

$$\text{NET_G_SE_SE} = \text{G_SE} + \text{ERMAS_SE} + \text{TERMAL_SE_DOADOR_SE} - \text{ASS_1_SE}$$

$$\text{NET_G_SE_S} = 0 + 0 + \text{TERMAL_SE_DOADOR_S}$$

$$\text{NET_G_SE_NE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_SE_DOADOR_NE}$$

$$\text{NET_G_SE_N} = 0 + 0 + \text{TERMAL_SE_DOADOR_N}$$

$$\text{NET_G_S_SE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_S_DOADOR_SE}$$

$$\text{NET_G_S_S} = \text{G_S} + \text{ERMAS_S} + \text{TERMAL_S_DOADOR_S} - \text{ASS_1_S}$$

$$\text{NET_G_S_NE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_S_DOADOR_NE}$$

$$\text{NET_G_S_N} = 0 + 0 + \text{TERMAL_S_DOADOR_N}$$

$$\text{NET_G_NE_SE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_NE_DOADOR_SE}$$

$$\text{NET_G_NE_S} = 0 + 0 + \text{TERMAL_NE_DOADOR_S}$$

$$\text{NET_G_NE_NE} = \text{G_NE} + \text{ERMAS_NE} + \text{TERMAL_NE_DOADOR_NE} - \text{ASS_1_NE}$$

$$\text{NET_G_NE_N} = 0 + 0 + \text{TERMAL_NE_DOADOR_N}$$

$$\text{NET_G_N_SE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_N_DOADOR_SE}$$

$$\text{NET_G_N_S} = 0 + 0 + \text{TERMAL_N_DOADOR_S}$$

$$\text{NET_G_N_NE} = 0 + 0 + \text{TERMAL_N_DOADOR_NE}$$

$$\text{NET_G_N_N} = \text{G_N} + \text{ERMAS_N} + \text{TERMAL_N_DOADOR_N} - \text{ASS_1_N}$$

'GE.1.1*****

$$\text{GWGP_PCH_SE} = \text{NET_G_PCH_SE} * \text{PLD_SE}$$

$$\text{GWGP_PCH_S} = \text{NET_G_PCH_S} * \text{PLD_S}$$

$$\text{GWGP_PCH_NE} = \text{NET_G_PCH_NE} * \text{PLD_NE}$$

$$\text{GWGP_PCH_N} = \text{NET_G_PCH_N} * \text{PLD_N}$$

$$\text{GWGP_PCH} = \text{GWGP_PCH_SE} + \text{GWGP_PCH_S} + \text{GWGP_PCH_NE} + \text{GWGP_PCH_N}$$

$$\text{GWGP_SE_SE} = \text{NET_G_SE_SE} * \text{PLD_SE}$$

$$\text{GWGP_SE_S} = \text{NET_G_SE_S} * \text{PLD_S}$$

$$\text{GWGP_SE_NE} = \text{NET_G_SE_NE} * \text{PLD_NE}$$

$$\text{GWGP_SE_N} = \text{NET_G_SE_N} * \text{PLD_N}$$

$$\text{GWGP_SE} = \text{GWGP_SE_SE} + \text{GWGP_SE_S} + \text{GWGP_SE_NE} + \text{GWGP_SE_N}$$

$$\text{GWGP_S_SE} = \text{NET_G_S_SE} * \text{PLD_SE}$$

$$\text{GWGP_S_S} = \text{NET_G_S_S} * \text{PLD_S}$$

$$\text{GWGP_S_NE} = \text{NET_G_S_NE} * \text{PLD_NE}$$

$$\text{GWGP_S_N} = \text{NET_G_S_N} * \text{PLD_N}$$

$$\text{GWGP_S} = \text{GWGP_S_SE} + \text{GWGP_S_S} + \text{GWGP_S_NE} + \text{GWGP_S_N}$$

$$\text{GWGP_NE_SE} = \text{NET_G_NE_SE} * \text{PLD_SE}$$

$$\text{GWGP_NE_S} = \text{NET_G_NE_S} * \text{PLD_S}$$

GWGP_NE_NE = NET_G_NE_NE * PLD_NE
GWGP_NE_N = NET_G_NE_N * PLD_N
GWGP_NE = GWGP_NE_SE + GWGP_NE_S + GWGP_NE_NE + GWGP_NE_N

GWGP_N_SE = NET_G_N_SE * PLD_SE
GWGP_N_S = NET_G_N_S * PLD_S
GWGP_N_NE = NET_G_N_NE * PLD_NE
GWGP_N_N = NET_G_N_N * PLD_N
GWGP_N = GWGP_N_SE + GWGP_N_S + GWGP_N_NE + GWGP_N_N

'Liquidação*****

LIQ_PCH = GWGP_PCH - CUSTO_MRE_PCH
LIQ_SE = GWGP_SE - CUSTO_MRE_SE
LIQ_S = GWGP_S - CUSTO_MRE_S
LIQ_NE = GWGP_NE - CUSTO_MRE_NE
LIQ_N = GWGP_N - CUSTO_MRE_N

'Saída de dados*****

ActiveCell(linha, 4).Value = ERM_P_PCH
ActiveCell(linha + 1, 4).Value = ERM_P_SE
ActiveCell(linha + 2, 4).Value = ERM_P_S
ActiveCell(linha + 3, 4).Value = ERM_P_NE
ActiveCell(linha + 4, 4).Value = ERM_P_N

ActiveCell(linha, 5).Value = CUSTO_MRE_PCH
ActiveCell(linha + 1, 5).Value = CUSTO_MRE_SE
ActiveCell(linha + 2, 5).Value = CUSTO_MRE_S
ActiveCell(linha + 3, 5).Value = CUSTO_MRE_NE
ActiveCell(linha + 4, 5).Value = CUSTO_MRE_N

ActiveCell(linha, 6).Value = GWGP_PCH
ActiveCell(linha + 1, 6).Value = GWGP_SE

```
ActiveCell(linha + 2, 6).Value = GWGP_S  
ActiveCell(linha + 3, 6).Value = GWGP_NE  
ActiveCell(linha + 4, 6).Value = GWGP_N
```

```
ActiveCell(linha, 7).Value = LIQ_PCH  
ActiveCell(linha + 1, 7).Value = LIQ_SE  
ActiveCell(linha + 2, 7).Value = LIQ_S  
ActiveCell(linha + 3, 7).Value = LIQ_NE  
ActiveCell(linha + 4, 7).Value = LIQ_N
```

```
'Contador
```

```
linha = linha + 5
```

```
If linha > 360000 Then  
Application.ScreenUpdating = True  
Exit Sub
```

```
End If
```

```
GoTo Rotina
```

```
End Sub
```