

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS**  
**UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**GUILHERME DA SILVA SANTOS**

**METODOLOGIA DE DESPACHO DE GERAÇÃO PARA DIFERENTES AGENTES  
HIDRELÉTRICOS CONSIDERANDO A IMPLEMENTAÇÃO DO PLD HORÁRIO NO  
BRASIL**

**São Leopoldo**  
**2020**

GUILHERME DA SILVA SANTOS

**METODOLOGIA DE DESPACHO DE GERAÇÃO DE DIFERENTES AGENTES  
HIDRELÉTRICOS CONSIDERANDO A IMPLEMENTAÇÃO DO PLD HORÁRIO NO  
BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia Elétrica, pelo Curso de  
Engenharia Elétrica da Universidade do  
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt

São Leopoldo

2020

A Deus e a minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por ter me mantido na trilha certa durante este trabalho de pesquisa com saúde e forças para chegar até o final.

Aos meus pais, Rosângela Rosa Santos e Lindomar Santos, por toda dedicação e por estarem comigo ao longo da vida e nos momentos mais importantes. Aos demais familiares e, principalmente, ao meu avô Osvaldo dos Santos, por sempre me incentivar e me dar o exemplo de trabalho e honestidade.

À minha companheira de vida e meu amor, Jislaine Ortolan de Almeida, pelo apoio, pela dedicação e compreensão da privação do convívio neste período.

Aos amigos da Unisinos, que me acompanharam durante esta longa estrada, pelo auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso. Aos amigos de outros âmbitos, pois sem eles minha vida seria triste.

Ao amigo Tiago Magalhães Silveira, da Comerc Energia, pela sua disponibilidade e importante contribuição em muitos momentos dando os caminhos para encontrar informações relevantes para a pesquisa.

Deixo um agradecimento especial ao meu orientador, professor Dr. Maicon Coelho Evaldt, pelo incentivo e pela dedicação do seu escasso tempo ao meu trabalho de pesquisa.

Também quero agradecer especialmente ao professor Dr. Paulo Ricardo Pereira, por ter me ajudado a encontrar a ferramenta adequada para desenvolver a metodologia deste trabalho. À Universidade do Vale do Rio dos Sinos e a todos os professores do meu curso pela elevada qualidade do ensino oferecido.

“O segredo do sucesso é a constância do propósito”

(Benjamin Disraeli).

## RESUMO

O mercado de energia elétrica brasileiro é um dos mais importantes do país. Nesse mercado, agentes negociam seus contratos de energia em dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). A criação do mercado livre trouxe maior competitividade para o setor, já que, nesse ambiente, vendedores e compradores negociam contratos de energia elétrica livremente entre si, seguindo a regulamentação do setor. No mercado livre de energia, os preços são formados por modelos computacionais: NEWAVE e DECOMP. O modelo NEWAVE calcula o preço da energia com base mensal, enquanto no modelo DECOMP o preço da energia é dado com base semanal. Com a expansão do mercado, torna-se necessário criar medidas de planejamento para garantir a eficiência da operação deste complexo setor. A partir de janeiro de 2021, a Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE) irá implementar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM). O DESSEM calcula o preço da energia com base horária, o que irá otimizar a operação dos agentes geradores do setor elétrico brasileiro. Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos técnicos e econômicos para diferentes agentes hidrelétricos, considerando a implementação do DESSEM. Os estudos foram realizados com duas usinas, ambas a fio d'água, e com uma terceira usina, que opera com um grande reservatório. Concluiu-se que, no período de geração analisado no estudo, é possível obter um ganho de até 77%. Além do aumento da receita do agente, a metodologia também possibilita a redução de vertimento com um melhor aproveitamento da água durante o planejamento.

**Palavras-chave:** Mercado De Energia, PLD Horário, Despacho Hidrelétrico.

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 2. 1 - A regiões hidrográficas brasileiras .....	20
Figura 2. 2 - Principais entidades do setor elétrico brasileiro .....	22
Figura 2. 3 – Representação da sazonalização dentro dos limites do mês .....	29
Figura 2. 4 - Representação da modulação dentro dos limites do mês .....	30
Figura 3. 1 – Modelo de comercialização no ambiente regulado .....	34
Figura 3. 2 – Modelo de comercialização no ambiente livre .....	37
Figura 4. 1 – Metodologia da estratégia de despacho .....	44
Figura 4. 2 – Volumes de um aproveitamento hidrelétrico .....	49
Figura 5. 1 – Usina hidrelétrica 14 de Julho .....	52
Figura 5. 2 – Localização da usina 14 de Julho .....	54
Figura 5. 3 – Usina 14 de Julho no período de obras a montante .....	54
Figura 5. 4 – Arranjo geral da Usina 14 de Julho .....	55
Figura 5. 5 – Usina hidrelétrica Monte Claro .....	67
Figura 5. 6 – Usina hidrelétrica Monte Claro .....	69
Figura 5. 7 – Usina Monte Claro no período de obras a montante .....	70
Figura 5. 8 – Usina Monte Claro no período de obras a montante .....	70
Figura I- 1 – Área do reservatório da usina Monte Claro .....	101
Figura I- 2 – Barragem e vertedouro de soleira livre da usina Monte Claro .....	102
Figura I- 3 – Adufas de desvio da usina Monte Claro .....	103
Figura I- 4 – Casa de máquinas da usina Monte Claro .....	104
Figura I- 5 – Vista panorâmica da casa de máquinas da usina Monte Claro .....	105

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2. 1 – PLD histórico por submercado desde 2004 .....	31
Gráfico 2. 2 - PLD diário com base horária .....	32
Gráfico 2. 3 - PLD diário com base horária .....	32
Gráfico 2. 4 - PLD base semana-patamar .....	33
Gráfico 3. 1 – a) Distribuição das usinas do Proinfa por região; b) Distribuição das PCHs do Proinfa por localidade; c) Distribuição das EOL's do Proinfa por localidade; d) Distribuição das UTEs do Proinfa por localidade. ....	42
Gráfico 4. 1 – Curva do polinômio de cota-volume de uma usina hidrelétrica .....	45
Gráfico 4. 2 – Curva do polinômio de vazão-nível jusante de uma usina hidrelétrica	46
Gráfico 4. 3 – Curva colina de produção típica de uma usina hidrelétrica .....	47
Gráfico 5. 1 – Curva de produção da usina 14 de Julho .....	56
Gráfico 5. 2 – Curva de geração da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 .	60
Gráfico 5. 3 – Curva de exposição da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 comparada ao PLD por patamar .....	61
Gráfico 5. 4 – Curva de geração da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra.....	62
Gráfico 5. 5 – Curva de exposição da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra.....	62
Gráfico 5. 6 – Curva ajustada ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 .....	63
Gráfico 5. 7 – Curva de exposição ajustada ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 .....	64
Gráfico 5. 8 – Análise do reservatório da usina 14 de Julho ajustada ao PLD horário-sombra de 4 a 8 de março de 2019 .....	64
Gráfico 5. 9 – Novo cenário ajustado ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 para evitar vertimento .....	65
Gráfico 5. 10 – Novo cenário de exposição ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 para evitar vertimento .....	66
Gráfico 5. 11 – Novo cenário de análise do reservatório da usina 14 de Julho ajustada ao PLD horário-sombra de 4 a 8 de março de 2019.....	66
Gráfico 5. 12 – Vazões diárias da usina Monte Claro .....	71



Gráfico 5. 13 – Curva de geração da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 .....	75
Gráfico 5. 14 – Curva de exposição da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 comparada ao PLD por patamar .....	76
Gráfico 5. 15 - Curva de geração da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra.....	76
Gráfico 5. 16 – Curva de exposição da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra.....	77
Gráfico 5. 17 – Curva ajustada ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019.....	78
Gráfico 5. 18 – Curva de exposição ajustada ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 .....	79
Gráfico 5. 19 – Análise do reservatório da usina Monte Claro ajustada ao PLD horário-sombra de 18 a 22 de março de 2019.....	79
Gráfico 5. 20 - Novo cenário ajustado ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 para evitar vertimento .....	81
Gráfico 5. 21 – Novo cenário de exposição ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 para evitar vertimento.....	81
Gráfico 5. 22 – Novo cenário de análise do reservatório da usina Monte Claro ajustada ao PLD horário-sombra de 18 a 22 de março de 2019 .....	82
Gráfico A - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por patamar .....	93
Gráfico A - 2 – Gráfico de exposição da usina comparada ao PLD por patamar .....	93
Gráfico B - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por horário .....	94
Gráfico B - 2 – Gráfico de exposição da usina comparado ao PLD horário .....	94
Gráfico C - 1– Gráfico de geração ajustada da usina comparada ao PLD por horário .....	95
Gráfico C - 2– Gráfico de exposição da usina com geração ajustada ao PLD horário .....	95
Gráfico D - 1 – Evolução da cota do reservatório da usina Marimbondo .....	96
Gráfico D - 2 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina ...	96

Gráfico E - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por patamar .....	97
Gráfico E - 2 – Gráfico de exposição da usina comparada ao PLD por patamar .....	97
Gráfico F - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por horário .....	98
Gráfico F - 2 – Gráfico de exposição da usina comparado ao PLD horário .....	98
Gráfico G - 1 – Gráfico de geração ajustada da usina comparada ao PLD por horário .....	99
Gráfico G - 2 – Gráfico de exposição da usina com geração ajustada ao PLD horário .....	99
Gráfico H - 1 – Evolução da cota do reservatório da usina Marimbondo .....	100
Gráfico H - 2 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina .....	100
Gráfico J- 1 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina ...	107
Gráfico J- 2 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina ...	108

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2. 1 - Tipos de empreendimentos hidrelétricos no Brasil .....	21
Tabela 2. 2 – Classificação das PCH's .....	21
Tabela 2. 3 – Subgrupos do grupo A .....	26
Tabela 2. 4 – Subgrupos do grupo B .....	27
Tabela 2. 5 – Diferença entre PLD base horária e base semanal .....	33
Tabela 3. 1 – Requisitos para migrar para o ACL antes de 1º de julho de 2019 .....	39
Tabela 3. 2 – Impacto da portaria nº 514/2018 para demandas acima de 2 MW .....	40
Tabela 3. 3 – Classificação da energia por tipo de agente gerador .....	43
Tabela 5. 1 – Características técnicas da usina 14 de Julho .....	53
Tabela 5. 2 – Características técnicas do reservatório da usina 14 de julho .....	53
Tabela 5. 3 – Coeficiente do polinômio de nível de cota-volume da usina 14 de julho .....	55
Tabela 5. 4 – Coeficiente do polinômio de vazão-nível jusante da usina 14 de julho	55
Tabela 5. 5 – Vazões diárias da usina 14 de Julho .....	57
Tabela 5. 6 – Preços divulgados pela CCEE no período de análise .....	58
Tabela 5. 7 – Histórico de geração da usina 14 de Julho .....	59
Tabela 5. 8 – Características técnicas da usina Monte Claro .....	68
Tabela 5. 9 – Características técnicas do reservatório da usina 14 de julho .....	68
Tabela 5. 10 – Coeficiente do polinômio de nível de cota-volume da usina Monte Claro .....	71
Tabela 5. 11 – Coeficiente do polinômio de vazão-nível jusante da usina Monte Claro .....	71
Tabela 5. 12 – Vazões diárias da usina Monte Claro .....	72
Tabela 5. 13 – Vazões diárias da usina Monte Claro .....	73
Tabela 5. 14 – Histórico de geração da usina Monte Claro .....	74
Tabela 5. 15 – Resumo do estudo de caso usina 14 de Julho .....	83
Tabela 5. 16 – Resumo do estudo de caso usina Monte Claro .....	84
Tabela J- 1 - Implementação da metodologia no Microsoft Excel na etapa de entrada de dados .....	106
Tabela J- 2 – Implementação da metodologia no Microsoft Excel na etapa de ajuste da geração .....	107

**LISTA DE SIGLAS**

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FD	Fator de Demanda
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RPM	Rotação por minuto
SIN	Sistema Interligado Nacional
UC	Unidade Consumidora
Apcv	Termo independente do polinômio cota-volume da usina hidrelétrica
Bpcv	Coeficiente da variável de grau 1 do polinômio cota-volume da usina hidrelétrica
Cpcv	Coeficiente da variável de grau 2 do polinômio cota-volume da usina hidrelétrica
Dpcv	Coeficiente da variável de grau 3 do polinômio cota-volume da usina hidrelétrica
Epcv	Coeficiente da variável de grau 4 do polinômio cota-volume da usina hidrelétrica

Apvnj	Termo independente do polinômio de vazão-nível jusante da usina hidrelétrica
Bpvnj	Coeficiente da variável de grau 1 do polinômio de vazão-nível jusante da usina hidrelétrica
Cpvnj	Coeficiente da variável de grau 2 do polinômio de vazão-nível jusante da usina hidrelétrica
Dpvnj	Coeficiente da variável de grau 3 do polinômio de vazão-nível jusante da usina hidrelétrica
Epvnj	Coeficiente da variável de grau 4 do polinômio de vazão-nível jusante da usina hidrelétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
1.1	Definição do Tema .....	17
1.2	Objetivos .....	18
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração</b> .....	<b>19</b>
2.1.1	Usinas Hidrelétricas .....	20
<b>2.2</b>	<b>Comercialização</b> .....	<b>22</b>
<b>2.3</b>	<b>Agentes do Setor Elétrico Brasileiro</b> .....	<b>22</b>
2.3.1	Conselho Nacional de Política Energética .....	23
2.3.2	Ministério de Minas e Energia .....	23
2.3.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico .....	23
2.3.4	Agência Nacional de Energia Elétrica.....	23
2.3.5	Operador Nacional do Setor Elétrico .....	24
2.3.6	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica .....	24
2.3.7	Empresa de Pesquisas Energéticas .....	24
<b>2.4</b>	<b>Variáveis envolvidas na Contratação de Energia Elétrica</b> .....	<b>25</b>
2.4.1	Demanda .....	25
2.4.2	Consumo .....	25
2.4.3	Grupos Tarifários.....	26
2.4.4	Fator de Carga .....	27
2.4.5	Curva de Carga .....	28
2.4.6	Sazonalidade .....	28
2.4.7	Modulação .....	29
<b>2.5</b>	<b>Crescimento do Mercado Livre de Energia no Brasil</b> .....	<b>30</b>
2.5.1	Implementação do Preço Horário no Brasil .....	31
<b>3</b>	<b>AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO</b> .....	<b>34</b>
<b>3.1</b>	<b>Ambiente de Contratação Regulado (ACR)</b> .....	<b>34</b>
3.1.1	Classificação dos Consumidores.....	35
3.1.2	Estrutura Tarifária.....	36
<b>3.2</b>	<b>Ambiente de Contratação Livre (ACL)</b> .....	<b>37</b>
3.2.1	Consumidor Livre .....	38
3.2.2	Proinfa .....	40

3.2.3	Legislação da Geração no ACL .....	43
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>44</b>
<b>4.1</b>	<b>Escolha da usina hidrelétrica .....</b>	<b>44</b>
4.1.1	Polinômio cota-volume .....	45
4.1.2	Polinômio vazão-nível jusante .....	46
4.1.3	Altura de queda bruta .....	46
<b>4.2</b>	<b>Definição do horizonte de simulação .....</b>	<b>48</b>
<b>4.3</b>	<b>Determinação do PDL semanal e horário .....</b>	<b>48</b>
<b>4.4</b>	<b>Análise das projeções de afluências .....</b>	<b>48</b>
<b>4.5</b>	<b>Decisão das possibilidades de vertimento .....</b>	<b>48</b>
<b>4.6</b>	<b>Planejamento e sugestão de despacho da usina.....</b>	<b>50</b>
<b>4.7</b>	<b>Análise dos impactos da geração e resultados.....</b>	<b>50</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS .....</b>	<b>52</b>
<b>5.1</b>	<b>Usina 14 de Julho.....</b>	<b>52</b>
5.1.1	Características da usina.....	52
5.1.2	Dados de entrada.....	56
5.1.3	Análise do Despacho da usina.....	59
5.1.4	Ajuste do despacho ao PLD horário .....	63
5.1.5	Ajuste do despacho ao PLD horário sem vertimento .....	65
<b>5.2</b>	<b>Usina Monte Claro .....</b>	<b>67</b>
5.2.1	Características da usina.....	68
5.2.2	Dados de entrada.....	72
5.2.3	Análise do Despacho da usina.....	75
5.2.4	Ajuste do despacho ao PLD horário .....	77
5.2.5	Ajuste do despacho ao PLD horário sem vertimento .....	80
<b>5.3</b>	<b>Resumo de resultados.....</b>	<b>82</b>
5.3.1	Resumo de resultados usina 1 .....	83
5.3.2	Resumo de resultados usina 2.....	83
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>85</b>
<b>6.1</b>	<b>Sugestões de continuidade.....</b>	<b>86</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>87</b>
	<b>APÊNDICE A – ANÁLISE DO DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD SEMANA-PATAMAR NO PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019 .....</b>	<b>93</b>

<b>APÊNDICE B – ANÁLISE DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019 .....</b>	<b>94</b>
<b>APÊNDICE C – ANÁLISE DE DESPACHO DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) AJUSTADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019 .....</b>	<b>95</b>
<b>APÊNDICE D – ANÁLISE DO RESERVATÓRIO DA USINA MARIMBONDO (FURNAS) AJUSTADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019 .....</b>	<b>96</b>
<b>APÊNDICE E – ANÁLISE DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD SEMANA-PATAMAR PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019.....</b>	<b>97</b>
<b>APÊNDICE F – ANÁLISE DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019 .....</b>	<b>98</b>
<b>APÊNDICE G – ANÁLISE DESPACHO AJUSTADO DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019 .....</b>	<b>99</b>
<b>APÊNDICE H – ANÁLISE DO RESERVATÓRIO DA USINA MARIMBONDO (FURNAS) AJUSTADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019.....</b>	<b>100</b>
<b>APÊNDICE I - FOTOS DA VISITA À USINA MONTE CLARO DA CERAN.....</b>	<b>101</b>
<b>APÊNDICE J – METODOLOGIA IMPLEMENTADA NO MICROSOFT EXCEL.....</b>	<b>106</b>
<b>.....</b>	<b>106</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso imprescindível para o desenvolvimento econômico de uma sociedade e para a melhoria do padrão de vida das pessoas. Podemos afirmar que o consumo de energia elétrica funciona como um termômetro da economia. Ao longo dos anos, é notável que quando há crescimento econômico, associado a isso, há também o aumento do consumo e da demanda de energia elétrica. Já em períodos de ressecção econômica, é notável observarmos uma redução do consumo de energia elétrica.

Devido a expansão da demanda no sistema interligado nacional, o setor de geração de energia necessita de um planejamento estratégico nos âmbitos técnico e econômico para garantir o abastecimento adequado da energia elétrica. Em determinados segmentos, a energia elétrica pode representar uma grande parcela dos custos da produção. Assim, o custo desse insumo é uma variável diretamente relacionada à competitividade da indústria.

No âmbito da gestão energética, o Mercado Livre de Energia é um meio através do qual fornecedores e compradores podem negociar eletricidade de maneira livre entre si, respeitando as exigências legais. Foi criado no ano de 1998 no Brasil com o objetivo de reestruturar o mercado de energia elétrica e permitir ao consumidor uma negociação bilateral com Geradores e Comercializadores de todo o país.

Com a alta variabilidade de preços devido a implementação do PLD horário previsto para janeiro de 2021, os agentes geradores e consumidores irão sofrer impactos nos âmbitos técnico e econômico. Por ser um novo modelo de precificação, inicialmente pode trazer aos agentes, principalmente geradores, impactos negativos em suas receitas caso não avaliem suas curvas de geração.

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia que auxilie na análise dos impactos técnicos e econômicos para agentes geradores hidrelétricos decorrentes da entrada do PLD horário na liquidação das diferenças. A metodologia pode ser sugerida a usinas com despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ou aplicada em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) que vendem energia no mercado livre.

A metodologia proposta avalia os impactos de PLD horário para os agentes hidrelétricos. Uma análise técnica do despacho da usina que será realizada nas vinte

e quatro horas do dia e apresentará ao agente a sua exposição comparada ao PLD horário-sombra divulgado pela CCEE.

Nesse contexto, o mercado livre de energia é um ambiente de negociação de grande relevância para a manter a competitividade e contribuir com o baixo custo de produção no âmbito da indústria brasileira.

### **1.1 Definição do Tema**

O mercado de energia no Brasil está dividido em Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O consumidor cativo é aquele que compra energia diretamente da concessionária à qual está diretamente conectado. Nesse ambiente de contratação, cada consumidor paga uma fatura de energia por mês referente ao consumo de energia elétrica e ao serviço de distribuição.

Já no ACL os consumidores compram energia diretamente de comercializadores e geradores. Neste ambiente, as condições de preço, volume e prazo são livremente negociadas. O consumidor livre paga uma fatura de energia referente ao serviço de distribuição e uma ou mais faturas de compra de energia elétrica conforme condições de contrato.

O preço da energia elétrica é calculado através de modelos computacionais pela Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE). Atualmente, os modelos NEWAVE e DECOMP determinam o Custo Marginal da Operação (CMO), ou seja, o custo do incremento de 1 MW de demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN). O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é dado pelo custo marginal da operação. Ao final de cada mês, a CCEE considera o PLD para valorar as sobras e excedentes de seus agentes geradores e consumidores em suas liquidações financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Os modelos NEWAVE e DECOMP calculam o PLD com base mensal e semanal por patamar de carga, respectivamente. Com a evolução da matriz energética brasileira e a entrada de novas fontes intermitentes de geração, como eólica e solar, torna-se necessário a implementação de novos modelos de precificação.

A partir dessa análise, a CCEE irá implementar, em janeiro de 2021, o modelo DESSEM. O DESSEM calcula o custo marginal da operação com base horária, ou

seja, permite avaliar de forma mais efetiva a contribuição de fontes intermitentes que possuem maior variabilidade na sua curva de geração.

Diante desse cenário, torna-se de extrema importância para agentes geradores e consumidores desenvolver um planejamento estratégico da geração ou do consumo de sua energia elétrica, para buscar as melhores soluções dos pontos de vista técnico e econômico dentro do mercado.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver um estudo comparativo das curvas de geração de diferentes perfis de agentes de potencial hidroelétrico, para definir os impactos e apresentar a melhor estratégia de despacho da geração, considerando a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário no mercado de energia do Brasil.

Para atender ao objetivo principal, serão propostos os seguintes objetivos específicos:

- a) apresentar os principais aspectos técnicos da comercialização e os ambientes de contratação de energia elétrica;
- b) explorar os tipos de ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil;
- c) desenvolver uma análise comparativa da modulação entre diferentes perfis de agentes de potencial hidrelétrico;
- d) definir a melhor estratégia de despacho, dos pontos de vista técnico e econômico, para a geração frente a implementação do PLD horário no Brasil.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se a revisão bibliográfica relacionada ao mercado de energia do Brasil. Serão explorados conceitos técnicos na comercialização de energia elétrica e os ambientes de contratação.

### 2.1 Geração

O setor de geração é responsável pela transformação da energia de fontes primárias em energia elétrica. No Brasil, o segmento de geração predominante é o hidrelétrico. Essa predominância se justifica pela existência de grandes rios abastecidos por chuvas abundantes que favorecem a formação de uma das maiores bacias de água doce do mundo.

Os segmentos de geração de energia estão classificados da seguinte forma, de acordo com o tipo fonte: usina hidrelétrica de energia (UHE), pequena central hidrelétrica (PCH), centrais geradoras hidrelétricas (CGH), usina termelétrica (UTE), usina termonuclear (UTN), central geradora eólica (EOL) e central geradora solar fotovoltaica (UFV).

Atualmente, o setor de geração do Brasil possui 8.059 empreendimentos de geração em operação e um total de 167.622.730 kW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de 23.236.839 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 192 empreendimentos atualmente em construção e mais 418 em Empreendimentos com Construção não iniciada. No Brasil, em outubro de 2019, as usinas hidrelétricas representam 60,21% do montante gerado. Já as termelétricas representam 24,41% do total de geração. As demais fontes de energia, como eólica e biogás ainda representam uma pequena parcela do total gerado. (ANEEL, 2019).

O foco em sustentabilidade, a nível mundial, irá fazer com que cada vez mais a geração de fontes renováveis cresça. Para isso, o país irá implementar projetos de redução de custos para implementação de fontes renováveis e maior custo para construção de grandes hidrelétricas e geração a partir de fontes não-renováveis.

### 2.1.1 Usinas Hidrelétricas

Segundo Pereira (2015), o Brasil abrange 12 regiões hidrográficas e um dos mais amplos e diversificados sistemas pluviais do mundo. Cerca de 13% de toda a água doce do mundo está no território brasileiro. A nível de potencial de geração hidrelétrica no mundo, o Brasil ocupa a terceira posição, ficando depois da China e da Rússia. As regiões do Amazonas e do Paraguai, abrangem áreas de planícies, enquanto as regiões do Paraná e do São Francisco abrangem áreas de planaltos. As 12 regiões hidrográficas estão apresentadas na figura 2.1.

Figura 2. 1 - A regiões hidrográficas brasileiras



Fonte: Agência Nacional das Águas (2017)

Ainda há outros critérios técnicos, além da potência instalada, que diferenciam essas unidades geradoras, como o licenciamento ambiental. Uma PCH depende do Estudo de Inventário, o qual irá o potencial hidráulico do rio e de um projeto básico com um detalhamento técnico, o qual será submetido à aprovação da ANEEL. Já para uma CGH, o processo é mais simples, pois o projeto básico e o inventário não são necessários, cabendo apenas ao empreendedor comunicar o órgão regulador e fiscalizador. (ABRAPCH, 2014).

Conforme citado no tópico anterior, existem três tipos de empreendimentos hidrelétricos classificados pela ANEEL, conforme tabela 2.1. A classificação ocorre de acordo com a potência instalada, área de reservatório e tipos de licenciamento e documentações necessárias para aprovação do projeto da hidrelétrica.

Tabela 2. 1 - Tipos de empreendimentos hidrelétricos no Brasil

<b>CGH - Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potência Instalada <math>\leq 5</math> MW;</li> <li>• Registro na ANEEL.</li> </ul>
<b>PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas autorizadas - REN 673/2015</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>5 \text{ MW} &lt; \text{Potência Instalada} \leq 30 \text{ MW}</math>;</li> <li>• Área de reservatório de até <math>13 \text{ km}^2</math>, excluindo a calha do leito regular do rio; ou</li> <li>• Aproveitamentos com regularização de vazões - mínimo semanal; ou</li> <li>• Reservatório baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.</li> </ul>
<b>UHE autorizadas - REN 765/2017</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potência Instalada <math>\leq 50</math> MW; sem características de PCH.</li> </ul>
<b>UHE concedidas - objeto de licitação - RES 395/1998</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potência Instalada <math>&gt; 50</math> MW</li> <li>• Leilão</li> </ul>

Fonte: ANEEL (2018)

As CGH's são usinas muito semelhantes às PCH's, porém são usinas de menor potência instalada. As CGH's podem possuir barragens ou não e, caso ocorra, não tem o objetivo de armazenamento, mas de garantia da tomada de água. A água é levada pelos condutos forçados até as turbinas. A casa de máquinas é composta por turbinas, geradores, painéis de controle da usina e um sistema que devolve a água para o rio (HIDROENERGIA,2018). PCH's

Tabela 2. 2 – Classificação das PCH's

Categoria	Quanto à potência		Quanto à altura de queda
	Produção Independente e Autoprodução	Concessão	
PCH	Entre 5 MW e 50 MW	Entre 5 MW e 30 MW	Entre 25 e 130 metros
Minicentral	Entre 1 MW e 5 MW		Entre 20 e 100 metros
Microcentral	Até 1 MW		Entre 15 e 50 metros

Fonte: ABRAGEL (2019)

As PCH's foram definidas pela portaria DNAEE nº. 109, de 24 de novembro de 1982, com algumas características: operação a fio d'água, altura máxima de 10 m de reservatório, sistemas adutores com canais a céu aberto, equipamentos de geração com vazão turbinável máxima de  $20 \text{ m}^3/\text{s}$ . O manual de pequenas centrais hidrelétricas as classifica conforme tabela 2.2 (ABRAGEL,2019).

## 2.2 Comercialização

As relações de comercialização no setor elétrico brasileiro ocorrem de acordo com a Lei nº 10.848/2004, a qual estabelece condições de compra e venda de energia elétrica. Assim como no Decreto que a originou, de número 5.163/04, estão previstos em dois ambientes de negociação (JUS, 2011).

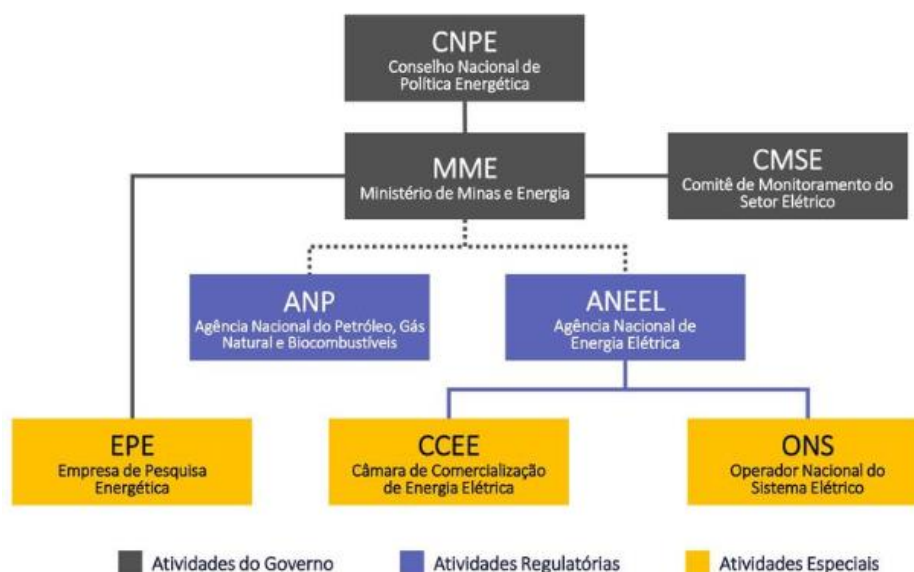
As negociações devem ocorrer nos dois ambientes já citados anteriormente: ACR e ACL. A negociação no ACR ocorre através de contratos bilaterais regulados, entre agente vendedores, geradores e produtores de energia elétrica, e compradores, denominados distribuidores. Já no ACL, há livre negociação entre consumidores livres, geradores, importadores, exportadores e comercializadores através de contratos bilaterais de compra e venda de energia.

Os agentes de geração e de comercializadores podem vender energia elétrica tanto no ACR quanto no ACL. Ambos são registrados na CCEE, servindo de referência para determinação o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo.

## 2.3 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

As principais entidades do setor elétrico brasileiro, criadas no ano de 2004, estão apresentadas na figura 2.2.

Figura 2. 2 - Principais entidades do setor elétrico brasileiro



Fonte: EPE (2017)

### 2.3.1 Conselho Nacional de Política Energética

Anteriormente ao novo modelo do setor elétrico de 2004, o CNPE foi criado em agosto de 1997 com o objetivo de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o âmbito energético brasileiro. Esse agente é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e conta com mais dez membros da administração do Governo Federal dos quais oito são ministros do Estado e os demais escolhidos pelo Presidente da República (ALUPAR, 2017).

### 2.3.2 Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia é o agente primário do setor elétrico que, após a reformulação do setor elétrico em 2004, assumiu obrigações anteriormente atribuídas à ANEEL. Cabe ao MME elaborar o plano de outorgas, definir os critérios para os processos licitatórios e viabilizar as licitações para a contratação de serviços públicos, transferindo a operação dos procedimentos licitatórios à ANEEL (ALUPAR, 2017).

### 2.3.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Fundado em 2004 com a criação do novo modelo do setor elétrico, o CMSE tem como atribuição monitorar a disponibilidade e a segurança do suprimento energético na área do território nacional. É integrado por quatro membros do MME e pelos titulares da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Câmara de Comercialização de Energia elétrica (CCEE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ALUPAR, 2017).

### 2.3.4 Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL é uma entidade da administração pública cuja responsabilidade legal é fiscalizar e regular o setor elétrico conforme as diretrizes e políticas criadas pelo MME. De maneira resumida, é responsável por oferecer condições adequadas para que as operações no mercado de energia ocorram de forma harmônica entre agentes do setor elétrico e a sociedade.



Segundo Alupar (2017), cabe à ANEEL regular e fiscalizar os setores de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A entidade também é responsável por implementar as políticas e diretrizes do governo federal no que respeito ao uso da energia elétrica dos recursos hídricos do país. A ANEEL também atua na implantação de novos empreendimentos e serviços, além de estabelecer a metodologia e os critérios para formulação da tarifação.

### 2.3.5 Operador Nacional do Setor Elétrico

O ONS é responsável por gerir as empresas do âmbito de geração, transmissão e distribuição de energia vinculadas ao setor elétrico. Além disso, também monitora entidades privadas nas atividades de importação, exportação e consumidores livre de energia elétrica. Cabe à ONS a coordenação da operação e o despacho da geração de forma a otimizar o Sistema Interligado Nacional (SIN). Também é de responsabilidade da ONS a gerir a contratação dos serviços de transmissão e oferecer diretrizes para operação do SIN (ALUPAR, 2017).

### 2.3.6 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE é uma instituição civil sem fins lucrativos mantida pelos agentes do mercado de energia e que está sob fiscalização e regulamentação da ANEEL. A entidade viabiliza as negociações no mercado e realiza o cálculo do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) para precificar as operações de compra e venda de energia. A CCEE também está incumbida de criar as normativas para comercialização de energia e fazer a gestão dos contratos no ACR e no ACL (ALUPAR, 2017).

### 2.3.7 Empresa de Pesquisas Energéticas

A EPE é uma empresa pública federal que presta serviços ao Ministério de Minas e Energia. A empresa realiza pesquisas nos âmbitos de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis de forma a contribuir com conhecimento científico ao desenvolvimento sustentável e planejamento do setor energético.

A partir de sua criação, a atuação da EPE consolidou-se como parte fundamental de um ciclo de atividades que se inicia com as definições de políticas e

diretrizes no âmbito do CNPE – Conselho Nacional de Política Energética e do MME. A partir dessas definições materializam-se os estudos e as pesquisas que irão efetivamente orientar o desenvolvimento do setor energético brasileiro (MME, 2019).

## **2.4 Variáveis envolvidas na Contratação de Energia Elétrica**

Diversas grandezas elétricas são analisadas em cada perfil de consumidor para determinar a viabilidade de migração para e contratação no mercado livre de energia.

### **2.4.1 Demanda**

A demanda é caracterizada pela média das potências elétricas ativas ou reativas, a qual será exigida do sistema elétrico pelo percentual de carga instalada na unidade consumidora. É expressa em quilowatts (kW) ou quilovolt-ampère reativo (kVAr). (ANEEL, 2010).

A demanda contratada, expressa em quilowatts (kW), deve ser continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de entrega ao consumidor, mesmo que esse não a utilize durante o período de faturamento. (ANEEL, 2010).

Segundo Copel (2019), para o faturamento da demanda, será considerado o maior valor entre:

- a) demanda contratada ou a demanda medida, exceto unidade consumidora classificada como Rural ou reconhecida como Sazonal;
- b) demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% (dez por cento) da maior demanda medida em qualquer dos 11(onze) ciclos completos de faturamento anteriores, no caso de unidade consumidora incluída na classe rural ou reconhecida como sazonal.
- c) Para a demanda contratada, deverá ser observado o valor mínimo contratável definido em legislação para consumidores Livres e Especiais e de de 30 kW para os demais consumidores do Grupo A, nos termos do artigo 63 da Resolução ANEEL nº 414/2010.

A demanda medida é a maior demanda de potência ativa, verificada integralizações de 15 minutos de intervalo durante todo o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW). (ANEEL, 2010).

### **2.4.2 Consumo**

Para definir o consumo de energia elétrica deve-se, primeiramente, realizar um levantamento da carga instalada. Ou seja, o somatório das potências elétricas de todos os equipamentos de uma instalação. A potência elétrica é expressa, no SI (Sistema Internacional de Medidas), em watts.

No entanto, nem sempre toda a potência instalada está sendo consumida em determinados períodos. O consumo de energia elétrica é calculado multiplicando a potência elétrica ativa de uma carga, expressa em watts, pelo tempo de uso em horas, conforme equação 2.1. (ANEEL, 2011)

$$E = \sum P \times \Delta t \quad (2.1)$$

Onde:

P = Potência ou carga

$\Delta t$  = Intervalo de tempo

### 2.4.3 Grupos Tarifários

Conforme ANEEL (2010), no Brasil, há diversos níveis de tensão presentes na rede de distribuição. Os consumidores são classificados em dois grupos, sendo grupo A e grupo B. O grupo A é composto pelos consumidores atendidos por nível de tensão acima de 2,3 kV. Já o grupo B enquadra os consumidores atendidos por níveis de tensão abaixo de 2,3 kV.

Tabela 2. 3 – Subgrupos do grupo A

<b>Subgrupos do grupo A - Média e Alta Tensão</b>	
A1	Para nível de tensão $\geq 230$ kV
A2	Para nível de tensão entre 88 a 138 kV
A3	Para nível de tensão de 69 kV
A3a	Para nível de tensão entre 30 a 44 kV
A4	Para nível de tensão entre 2,3 e 25 kV
AS	Para sistema subterrâneo nível de tensão inferior a 2,3kV

Fonte: Adaptado ANEEL

Já o grupo B enquadra os consumidores atendidos por níveis de tensão abaixo de 2,3 kV.

Tabela 2. 4 – Subgrupos do grupo B

Subgrupos do Grupo B – Baixa Tensão	
B1	residencial/ residencial baixa renda
B2	rural / cooperativa rural / serviço público de irrigação
B3	não residencial nem rural
B4	iluminação pública

Fonte: Adaptado ANEEL

Os níveis de tensão de conexão se definem de acordo com a carga instalada. Consumidores com carga instalada igual ou inferior a 75 kW possuem ligação em baixa tensão. Para o grupo A, além da carga instalada, observa-se também o Montante do Uso do Sistema de Distribuição (MUSD). Consumidores com carga instalada superior a 75 kW e MUSD contratado inferior a 2500 kW possuem ligação em média tensão entre 2,3 kV à 69 kV. Consumidores com MUSD contratado superior a 2500 kW possuem ligação em alta tensão igual ou superior a 69 kV. Caso haja viabilidade técnica, o consumidor pode optar por níveis de tensão diferentes dos regulamentados. Para isso, o consumidor deve arcar com todos os investimentos necessários conforme cláusulas de contratos firmados (ANEEL, 2011).

#### 2.4.4 Fator de Carga

O fator de carga é definido pelo quociente entre a demanda média e a demanda máxima em um mesmo período determinado. Também pode ser calculado pela razão entre consumo de energia elétrica e a demanda máxima possível de ser utilizada nesse mesmo período específico. A equação 2.3 apresenta a forma de calcular o fator de carga através das demandas. (MAMEDE, 2012)

$$FC = \frac{\text{Demanda média (kW)}}{\text{Demanda máxima (kW)}} \quad (2.3)$$

A equação 2.4 apresenta o cálculo do fator de carga através do consumo e da demanda máxima possível do mesmo período específico. (MAMEDE, 2012)

$$FC = \frac{\text{Consumo de energia ativa (kWh)}}{\text{Demanda máxima (kW)} \times N^{\circ} \text{ de horas}} \quad (2.4)$$

Segundo MAMEDE (2012), o fator de carga é sempre maior que zero e menor que ou igual à unidade, indicando se a energia elétrica está sendo utilizada de maneira eficiente e pelo consumidor em relação à sua demanda máxima.

#### 2.4.5 Curva de Carga

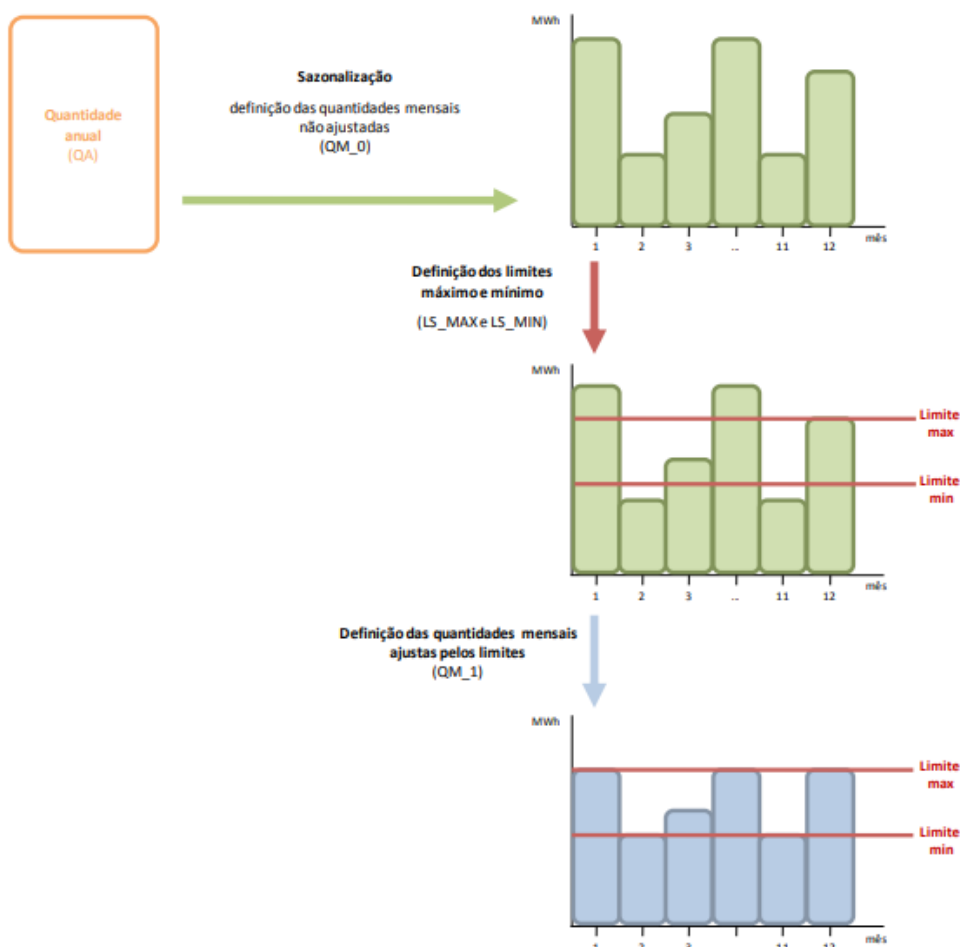
Cada consumidor utiliza a energia elétrica de forma muito particular. A curva de carga é a análise horária do consumo de energia elétrica, obtendo assim a conformação da curva no período de uma semana, mês ou ano. Assim, conhecer a curva de carga significa conhecer o perfil de consumo de energia elétrica desse consumidor.

As curvas de carga sofrem variações em função da sequência de operação das atividades de manufatura e do tempo de funcionamento diário do sistema elétrico. Essas informações são relevantes e de interesse dos gestores administrativos, a fim de monitorar a demanda máxima consumida e reduzir o custo com este importante insumo para a empresa (MAMEDE, 2012).

#### 2.4.6 Sazonalidade

Segundo CRUZ (2015), a curva de consumo pode sofrer variações sazonais ao longo do ano, podendo ser aplicado a este perfil no contrato de energia anual. A sazonalidade é uma taxa de variação percentual do montante de energia elétrica mensal contratado, de maneira que a soma das quantidades mensais equivale ao volume anual contratado.

Figura 2. 3 – Representação da sazonalização dentro dos limites do mês



Fonte: CCEE (2008)

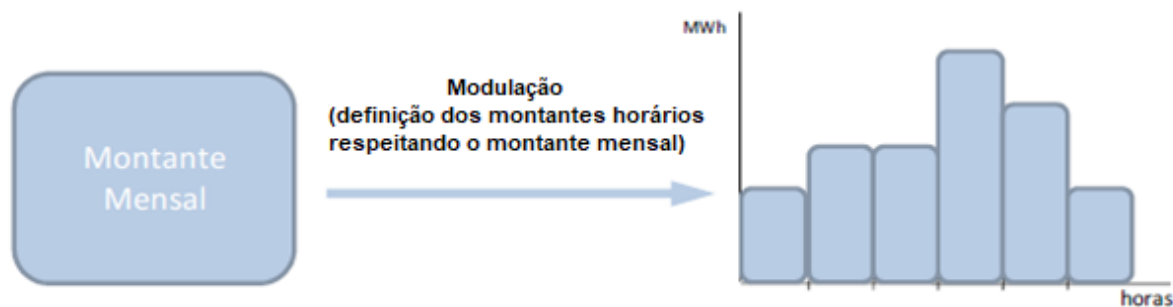
Portanto, essa variação do valor contratado pode variar em cada contrato entre consumidor e geradora em função das condições atuais e futuras dos níveis dos reservatórios, previsões de aumento de carga instalada e de capacidade instalada no país e mudanças regulatórias previstas para o futuro próximo.

#### 2.4.7 Modulação

Nos Contratos de Comercialização no de Energia no Ambiente Livre, a modulação é o processo que determina a distribuição de energia com base horária no período contabilizado pela CCEE. Esse processo é feito de acordo com o perfil de entrega previamente validade entre as partes por meio de contrato. A distribuição

consiste no volume mensal pelo número de horas ou semanalmente pelos patamares do mês corrente (CCEE, 2017).

Figura 2. 4 - Representação da modulação dentro dos limites do mês



Fonte: CCEE (2008)

Caso a modulação não seja realizada e informada, o CCEAL é modula de forma automática pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) da CCEE. Esse processo ocorre pela modulação *flat*, ou seja, pela divisão proporcional do volume de energia mensal sazonalizado pelo número de horas do mês (CCEE,2017).

## 2.5 Crescimento do Mercado Livre de Energia no Brasil

Desde sua implantação, no ano de 1998, o mercado livre de energia vem apresentado resultados expressivos para o setor elétrico. Atualmente, conta com 6,5 mil consumidores no país, e tem expectativa de absorver as 82 milhões de unidades consumidores até o ano de 2024, conforme proposta em análise pelas entidades responsáveis do governo. O horizonte de abertura do ACL para todas as faixas e perfis de consumidores já estão em pauta. (CANALENERGIA, 2019).

Nos últimos 16 anos, a economia das contas de energia elétrica dos consumidores que estão no ambiente livre de negociação representa um total de R\$118 bilhões. Dentre os integrantes, estão os maiores do país, separados nas categorias de consumidor livre e livre especial. O mercado livre de energia representa, atualmente, 30% de toda a energia elétrica consumida no Brasil, com uma redução de preço de cerca de 29% em relação às tarifas das distribuidoras neste mesmo período. (ABRACEEL, 2019).

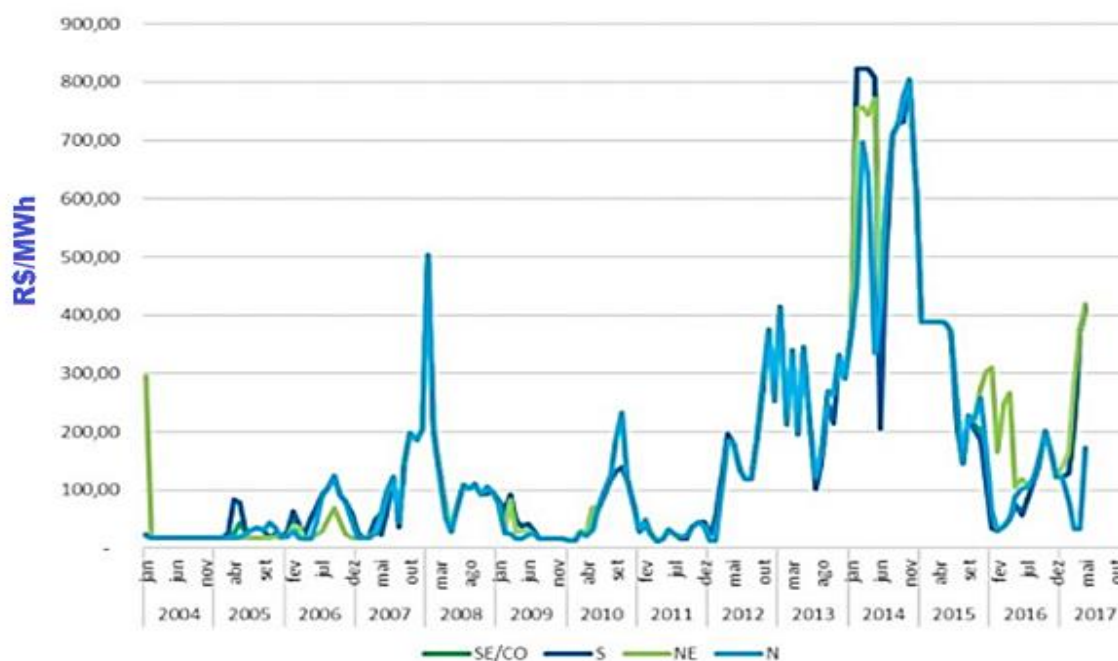
### 2.5.1 Implementação do Preço Horário no Brasil

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), divulgado pela CCEE, define os preços do mercado de curto prazo e serve de referência para o mercado livre de energia. O PLD é o preço base para compra de energia e é também utilizado para cálculo das liquidações financeiras na CCEE.

No Brasil, são utilizados diferentes modelos de detalhamento para representação do sistema, com períodos de estudos com horizontes diferentes. Atualmente, os modelos computacionais de curto e longo prazo são chamados, respectivamente, DECOMP e NEWAVE. O DECOMP calcula o Custo Marginal de Operação de cada submercado com base semanal, enquanto o NEWAVE utiliza a base mensal. Já o novo modelo, DESSEM, que entrará em vigor a partir de janeiro de 2021 terá discretização diária e será utilizado na programação da operação. (CCEE, 2018).

As variáveis de cálculo do PLD incluem as condições de níveis de reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), previsões de chuva, previsões de aumento de capacidade de geração e transmissão e indicadores econômicos, como Produto Interno Bruto (PIB) e inflação.

Gráfico 2. 1 – PLD histórico por submercado desde 2004



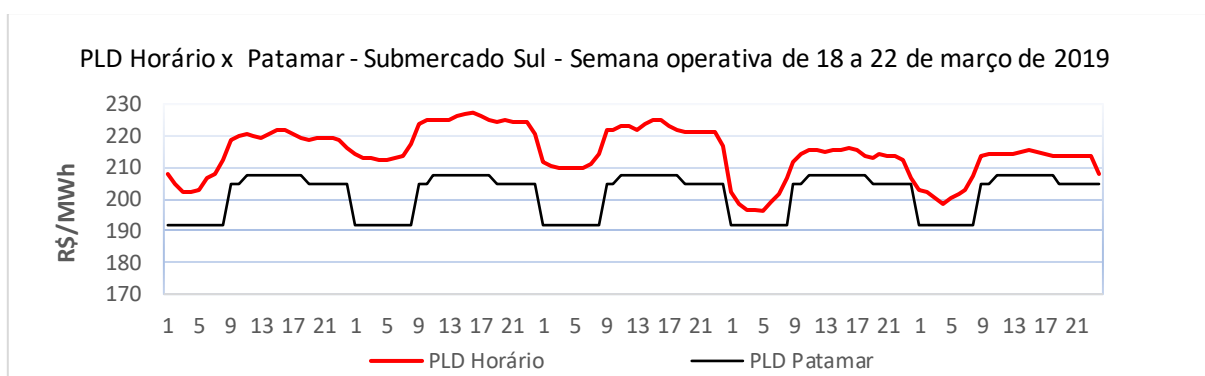
Fonte: Grugeen (2017)



O Ministério de Minas e Energia aprovou, no dia 30 de julho de 2019, as medidas que propõem melhoria nos modelos computacionais existentes de precificação. Em janeiro de 2020, o ONS passou a adotar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM) ou preço horário, na programação da operação. Porém, o preço horário somente entrará no cálculo das liquidações financeiras da CCEE em janeiro de 2021.

No gráfico 2.2, podemos ver a variabilidade do PLD horário comparado ao PLD por patamar de carga do submercado sul, na semana operativa de 18 a 22 de julho de 2019. O preço horário se mostra muito superior ao preço por patamar em determinados momentos, o que representa que essa variabilidade traz impactos do ponto de vista técnico e econômico para os para os agentes.

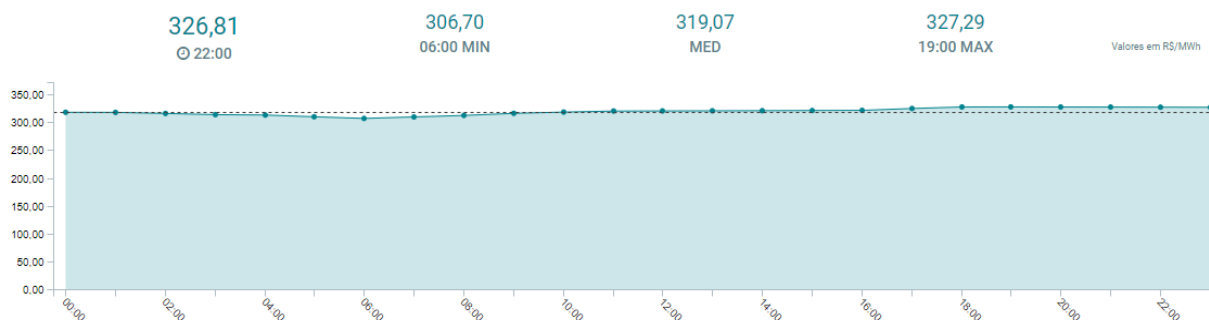
Gráfico 2. 2 - PLD diário com base horária



Fonte: Adaptado CCEE

O gráfico 2.3 apresenta a curva diária de PLD horário sombra divulgado pela CCEE no submercado sudeste no dia 1 de dezembro de 2019.

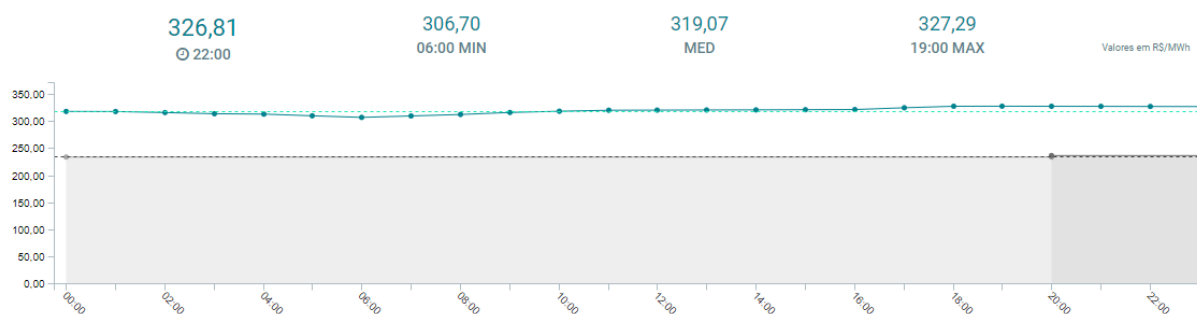
Gráfico 2. 3 - PLD diário com base horária



Fonte: CCEE (2019)

O gráfico 2.4 apresenta a curva do PLD semana-patamar para este mesmo dia divulgada pela CCEE.

Gráfico 2. 4 - PLD base semana-patamar



Fonte: CCEE (2019)

Na tabela 2.5, pode-se ver a diferença na variabilidade destas curvas. No momento de PLD horário mínimo, a diferença entre os dois modelos de precificação foi de 73,08 R\$/MWh, enquanto que no momento de PLD horário máximo a diferença foi de 93,67 R\$/MWh.

Tabela 2. 5 – Diferença entre PLD base horária e base semanal

HORA	PLD HORÁRIO (R\$/MWh)	PLD SEMANAL (R\$/MWh)	DIFERENÇA (R\$/MWh)
01:00	317,49	233,62	83,87
02:00	315,58	233,62	81,96
03:00	313,43	233,62	79,81
04:00	312,75	233,62	79,13
05:00	309,63	233,62	76,01
06:00	MIN 306,7	233,62	73,08

Fonte: Adaptado CCEE (2019)

O preço horário apresenta uma série de benefícios, como melhor estimativa do custo com base na disponibilidade da água, maior influência da demanda na formação dos preços e maior eficiência do ponto de vista econômico entre abastecimento da demanda e operação do sistema. (MME, 2019).

### 3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

Atualmente, existem dois modelos de comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, são eles: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

#### 3.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

No ambiente regulado, a comercialização é feita através de contratos bilaterais regulados entre os agentes geradores, comercializadores ou importadores com as distribuidoras, as quais fazem parte de leilões de compra e venda de energia elétrica (OSETORELETRICO, 2010).

No mercado cativo, o consumidor contrata a energia do distribuidor de acordo com a região onde está localizado. Neste ambiente, as tarifas são reguladas pela ANEEL e não há possibilidade de negociação. Consumidores residenciais, comerciais e rurais fazem parte do mercado cativo (TRADENER, 2018).

O modelo de negociação no ACR pode ser visto na figura 3.1.

Figura 3. 1 – Modelo de comercialização no ambiente regulado



\*No caso de Gerador Estatal, deve haver processo transparente (leilão, oferta pública, chamada pública)

Fonte: ENGIE (2019)

Segundo Palomino (2009), no ACR as distribuidoras compram energia em leilões promovidos pelo governo. Dessa forma, os geradores podem vender a energia produzida para as distribuidoras que, por sua vez, tem a obrigação de estimar sua demanda e fornecer energia elétrica aos consumidores cativos da região de acordo com sua localização geográfica.

Nos leilões de energia promovidos pelo governo, geradores hidrelétricos e termelétricos são tratados de forma separada. Para geradores hidrelétricos, a compra ocorre com prazo de 30 anos de concessão. Já para geradores termelétricos, se estabelecem contrato de concessão de energia elétrica com prazo de 15 anos. Os preços e quantidades em lotes de MW médio são negociados e alocados de forma proporcional para atender à demanda das distribuidoras (COSTA;PIEROBON,2008).

### 3.1.1 Classificação dos Consumidores

Segundo ANEEL (2010), as unidades consumidoras são classificadas em dois grupamentos de acordo com o nível de tensão: grupo A e grupo B. O grupo A é atendido em alta tensão com valores igual ou acima de 2,3 kV ou atendido em tensão secundária por meio subterrâneo com aplicação da tarifa binômica para o consumo e demanda faturada. Já o grupo B, ligado em baixa tensão, é atendido em níveis inferiores a 2,3 kV e tarifação monômica, aplicada somente ao consumo de energia elétrica.

As normas técnicas para o grupo B, no que diz respeito ao fornecimento de tensão, se aplicam à consumidores com carga instalada de até 75 kW. Assim, é possível definir o padrão de entrada da instalação através da demanda. Os métodos utilizados para definição do padrão de entrada estão de acordo com a NBR 5410 para a estimativa de demanda. O fator de demanda possibilita determinar a demanda real da unidade consumidora, que pode ser diferente da carga instalada devido aos horários de funcionamento de equipamentos e circuitos de força e iluminação (CAMARGO,2017).

As tensões secundárias, utilizadas no grupo B, são 127, 220 ou 380V, de acordo com a região de cada unidade consumidora.

Os consumidores do grupo A são atendidos em alta tensão, ou seja, em níveis de 2,3 kV a 230 kV. De modo geral, esses clientes são grandes indústrias, prédios públicos ou prédios comerciais. Devido ao elevado consumo de energia elétrica, torna-

se mais viável o fornecimento de tensão em níveis mais altos para redução do custo da tarifa destes consumidores. O grupo A possui três modalidades tarifárias, sendo elas: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

### 3.1.2 Estrutura Tarifária

A estrutura tarifária é uma composição de tarifas aplicadas aos componentes de consumo energia elétrica e de demanda de potência ativa (MME, 2011).

Segundo ANEEL (2010), as tarifas pertencentes ao grupo A, no Brasil, são classificadas em três modalidades:

- a) estrutura tarifária convencional;
- b) estrutura tarifária horo-sazonal verde;
- c) estrutura tarifária horo-sazonal azul.

A estrutura tarifária convencional exerce um contrato com a distribuidora, no qual se define apenas um valor de demanda contratada para quaisquer horários do dia ou período do ano. Portanto, não há distinção de valor contrato para os horários de ponta ou fora ponta nem para os períodos seco e úmido do ano (MME,2011).

Segundo MME (2011), os consumidores do grupo A, sub-grupos A3a, A4 ou AS podem inseridos na tarifa convencional quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, sem que tenham ocorrido três registros de sequenciais ou seis registros intermitentes de demanda superior a 300 kW nos últimos onze meses. A fatura destes consumidores é a soma do consumo de energia elétrica, da demanda e, possivelmente, da demanda ultrapassada.

A estrutura tarifária horo-sazonal verde é aplicada somente às unidades do grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS. Essa modalidade envolve um contrato com a distribuidora no qual o consumidor solicita um único valor de demanda contratada, tanto para o horário de ponta quanto para o horário de fora de ponta. No entanto, nesta modalidade, o consumidor pode solicitar dois valores diferentes de demanda, sendo um para o período seco e outro para o período úmido do ano (MME,2011).

A estrutura tarifária horo-sazonal azul é obrigatoriamente aplicada aos consumidores dos sub-grupos A1, A2 e A3. Já para os sub-grupos A3a, A4 e AS, o enquadramento nessa modalidade é opcional. Essa modalidade define a contratação

de dois valores de demanda, sendo um valor para o horário de ponta e outro para o horário fora de ponta. A fatura de energia é composta por parcelas de consumo de energia elétrica, demanda de potência ativa e, possivelmente, demanda de ultrapassagem. Ocorre diferenciação das tarifas nos horários de ponta e fora de ponta (MME, 2011).

### 3.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No mercado livre de energia ou ambiente de contratação livre os consumidores podem escolher e negociar livremente os seus fornecedores de energia. Consumidores e geradores estabelecem as condições de contrato. Estima-se que 80% da energia elétrica consumida pela indústria brasileira está no mercado livre de energia (ABRACEEL, 2019).

Figura 3. 2 – Modelo de comercialização no ambiente livre



Fonte: ENGIE (2019)

Criado em 1998, Mercado Livre de energia elétrica traz benefícios para diversos consumidores que nele podem ingressar. No entanto, este ambiente está restrito às grandes empresas. Do ponto de vista de mercado, o consumidor brasileiro ainda está

atrasado em relação a outros países. Em pesquisa realizada pela Abraceel, que considerou 56 países, o Brasil encontra-se na penúltima posição. No entanto, o mercado livre de energia cresce anualmente e chegou a 6,5 mil consumidores, compondo 31% do consumo nacional e mais de 80% do setor industrial no ano de 2019 (ABRACEEL, 2019).

### 3.2.1 Consumidor Livre

O consumidor que possuir os requisitos técnicos e optar por ingressar no mercado livre de energia elétrica tem a possibilidade de reduzir de forma significativa os custos com energia elétrica. O consumidor poderá escolher o preço pago pela sua energia, assim como o prazo e os montantes de consumo. No ambiente de contratação livre, o consumidor pode escolher seu fornecedor de energia, podendo ser um agente gerador ou um comercializador de energia elétrica.

Os critérios de migração, definidos no ano de 1998, conforme Lei no 9.648/1998 criou dois grupos de consumidores distintos pela forma de escolher seus fornecedores de energia. O primeiro grupo era composto por duas subdivisões classificadas pela data de ligação e tensão de fornecimento. A unidade consumidora com demanda contratada igual ou superior a 3000 kW e data de ligação anterior a 7 de julho de 1995 só poderia migrar para o mercado livre caso sua tensão de fornecimento fosse igual ou superior a 69kV. As unidades consumidoras com demanda igual ou superior a 3000 kW, porém ligadas após 7 de julho de 1995, podiam estar ligadas em quaisquer níveis de tensão de fornecimento. Estes consumidores podiam comprar energia de quaisquer fontes geradoras ou de comercializadores. O segundo grupo era composto por consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão de fornecimento. Este grupo, ao migrar para o ACL, tem a possibilidade de escolher de onde comprar sua energia, porém fica restrito às fontes incentivadas, ou seja, pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa, solares e eólicas.

Os critérios de migração criados no ano de 1998 permaneceram até julho de 2019, quando a Portaria nº 514 de 27 de dezembro de 2018 alterou os limites de migração para o ACL.

Tabela 3. 1 – Requisitos para migrar para o ACL antes de 1º de julho de 2019

<b>Requisitos para se tornar um Consumidor Livre</b>			
-	Demanda Mínima	Tensão Mínima de Fornecimento	Data de Ligação do Consumidor
Consumidor Livre	3000 kW	69 kV	Até 07/07/95
		-	Após 07/07/95
Consumidor Especial	500 kW	2,3 kV	-

Fonte: Trader Energia (2019)

Segundo MME (2018), a portaria nº 514 foi publicada em 29 de dezembro de 2018, no Diário Oficial da União, ampliando o acesso ao mercado livre. A portaria diminui os limites de demanda contratada para contratação. Ficou estabelecido que, a partir de 1º julho de 2019, os consumidores com demanda igual ou superior a 2500 kW, independentemente da classe de tensão e data de ligação, podem comprar energia de qualquer agente autorizado no SIN (MME,2018).

A portaria também estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2020, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 2000 kW podem comprar energia no mercado livre de qualquer agente autorizado no SIN (MME,2018).

Ainda com as restrições atuais, cerca de 33% da energia elétrica consumida no Brasil está no mercado livre de energia. No ano de 2018, houve crescimento de 6,3%, enquanto o mercado regulado apresentou queda de 1,3%. Segundo estudo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a ampliação do mercado livre com a redução dos limites de demanda vai viabilizar que 1198 unidades consumidoras deixem a categoria de consumidores especiais para se tornarem consumidores livres. O estudo também apresenta que, por segmento de atuação, o setor mais beneficiado é o de extração de minerais metálicos, com 78,9% de acordo com o atendimento às novas regras, conforme tabela 3.2. Já em termos de consumo, os setores alimentício, de manufaturados diversos e de serviços serão mais beneficiados (ARRANDANET,2019).

No ano de 2019, o mercado livre de energia teve um crescimento de 6% com um total de R\$ 134 bilhões em movimentações. Segundo Reginaldo Medeiros, presidente da Abraceel, 80 milhões de consumidores já poderiam usufruir da economia caso houvesse abertura total do mercado livre o que levaria a uma



economia de R\$ 12 bilhões. Ainda que apenas a parcela da indústria que não está no ACL realizasse a migração, teríamos uma redução de R\$ 7 bilhões nas contas corporativas e a geração de 420 mil empregos. (ABRACEEL, 2019).

Tabela 3. 2 – Impacto da portaria nº 514/2018 para demandas acima de 2 MW

Ramo Atividade	Ativos Enquadrados	Total de ativos	% Enquadrado	Consumo Anual Enquadrado	Total do Consumo	% Enquadrado
	Unidades Consumidoras			MW médios		
ALIMENTÍCIOS	236	1194	19,80%	429	848	50,60%
MANUFATURADOS DIVERSOS	214	1391	15,40%	277	762	36,30%
SERVIÇOS	223	1781	12,50%	271	669	40,50%
MADEIRA, PAPEL E CELULOSE	61	241	25,30%	136	223	61,10%
MINERAIS NÃO-METÁLICOS	82	512	16%	128	282	45,30%
TÊXTEIS	72	350	20,60%	118	261	45%
VEÍCULOS	81	291	27,80%	112	205	54,60%
METALURGIA E PRODUTOS DE METAL	72	369	19,50%	85	193	44%
QUÍMICOS	47	283	16,60%	79	175	45,10%
BEBIDAS	34	127	26,80%	43	73	59,30%
COMÉRCIO	38	3808	1%	31	763	4,10%
TELECOMUNICAÇÕES	17	489	3,50%	28	170	16,20%
EXTRAÇÃO DE MINERAIS METÁLICOS	11	23	47,80%	18	23	78,90%
SANEAMENTO	4	92	4,30%	14	48	29,90%
TRANSPORTE	6	32	18,80%	5	12	41,30%
Total Geral	1198	10983	10,90%	1773	4707	37,70%

Fonte: ARRENDANET (2019)

O subitem 3.2.2 apresentará um programa do governo brasileiro existente para clientes que contratam energia de fontes incentivadas no mercado livre. Este programa contribui para a matriz energética brasileira e com o incentivo a geração de energia elétrica de fontes renováveis.

### 3.2.2 Proinfa

Segundo Eletrobras (2017), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado pela lei nº 10.438/2002. Atualmente, é considerado

o maior programa do mundo de incentivo às fontes renováveis de energia elétrica. O programa vem contribuindo para o desenvolvimento da matriz energética brasileira, além de gerar milhares de empregos diretos e indiretos. Para a indústria nacional, o Proinfa representa diversos avanços e contribuindo para a chegada da tecnologia internacional e para a redução dos gases causadores do efeito estufa.

O objetivo da criação do Proinfa foi diversificar a matriz energética brasileira através de fontes alternativas, como usinas eólicas, usinas solares, pequenas hidrelétricas e usinas térmicas pela queima de biomassa (AMBIENTE ENERGIA,2018).

Segundo Ramos e Miguel (2017), na sua instituição, o programa projetou a instalação de 3.300 MW de potência, as quais deveriam ser rateadas entre as fontes. Os limites por estado foram 20% para eólica e biomassa, 15% para pequenas centrais hidrelétricas (PCH's). Se o limite de 1100 MW de alguma das fontes não fosse atingido, a potência contratada estaria disponível para os estados de licença ambiental mais antiga.

Após a finalização das chamadas públicas no ano de 2005, foram contratadas 144 usinas com 3.299,40 MW de capacidade. Do total instalado, foram 1.191,24 MW de 63 PCH's, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas à biomassa (RAMOS;MIGUEL,2017).

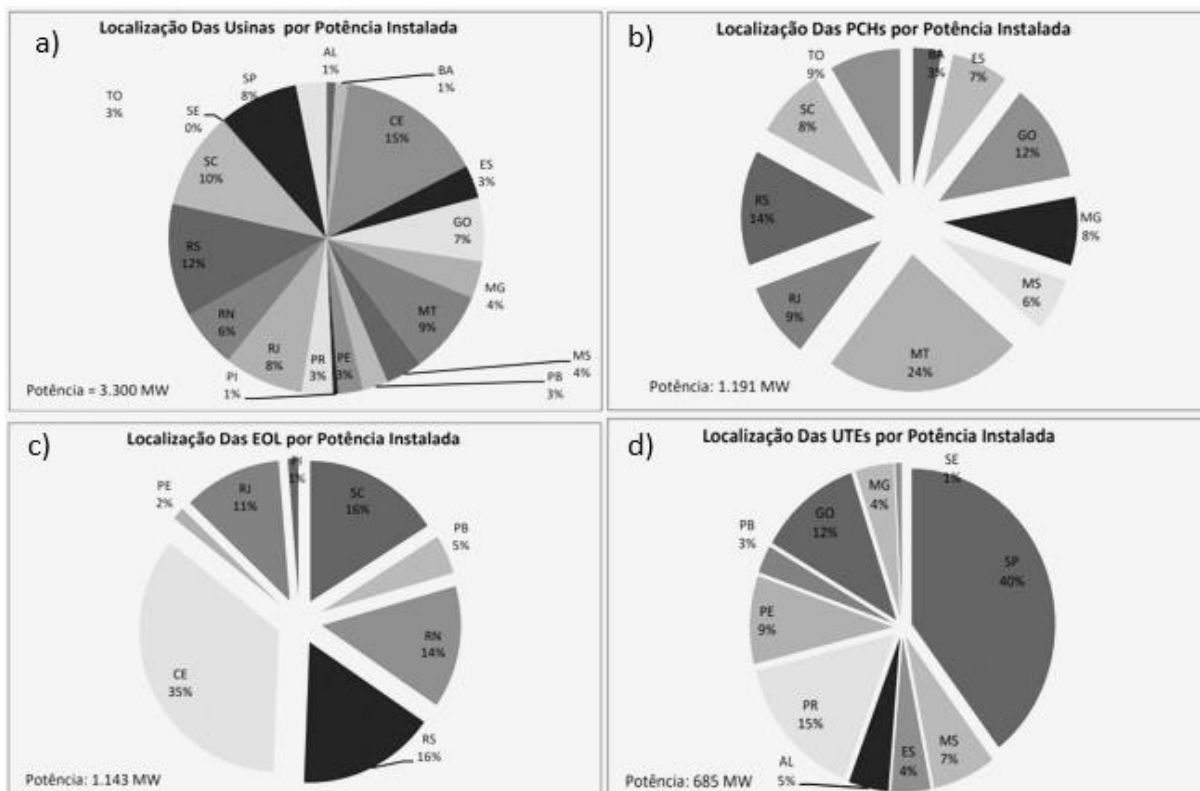
O gráfico 3.1, figura a, apresenta a distribuição de usinas pertencentes ao Proinfa no Brasil por localidade. O somatório da potência instalada considerando a capacidade de todas as usinas é de 3.300 MW.

O gráfico 3.1, figura b, apresenta a distribuição de PCH's no Brasil que fazem parte do Proinfa por localidade. O somatório da potência instalada para este tipo de usina é de 1.191 MW.

O gráfico 3.1, figura c, apresenta a distribuição de usinas eólicas no Brasil que fazem parte do Proinfa por localidade. O somatório da potência instalada para este tipo de usina é de 1.143 MW.

O gráfico 3.1, figura d, apresenta a distribuição de usinas termelétricas no Brasil que fazem parte do Proinfa por localidade. O somatório da potência instalada para este tipo de usina é de 685 MW.

Gráfico 3. 1 – a) Distribuição das usinas do Proinfa por região; b) Distribuição das PCHs do Proinfa por localidade; c) Distribuição das EOL's do Proinfa por localidade; d) Distribuição das UTEs do Proinfa por localidade.



Fonte: RAMOS e MIGUEL (2017)

Segundo Ambiente Energia (2018), para os consumidores que estão no ACR, as quotas do Proinfa impactam na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da distribuidora como encargos setoriais. Já as quotas de energia recebida impactam no consumo, subtraindo a quota de energia oriunda do Proinfa do consumo medido.

Para os consumidores que estão no mercado livre de energia, as parcelas relativas à encargos são cobradas na fatura da distribuidora, enquanto à parcela de energia impacta diretamente no consumo medido, em MWh, fatura pelo fornecedor de energia. Assim, os consumidores que estão no ACL podem perceber o consumo de energia fatura pelo fornecedor de energia é menor que o registrado na CCEE. Esta diferença é justamente a energia recebida do Proinfa. (AMBIENTE ENERGIA,2018).

### 3.2.3 Legislação da Geração no ACL

A CCEE operacionalizou alterações nas regras de comercialização de energia incentivada no ano de 2017. Dentre as alterações, estão a expansão do desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD e TUST). A mudança passou a abranger usinas a biomassa e hidráulicas de potência instalada entre 30 e 50MW, incluindo a prática do desconto para usinas de até 300MW para usinas novas ou que participaram de leilões a partir de 2016, sendo a fonte eólica, solar, biomassa e de cogeração qualificada. Portanto, a taxa de desconto será definida pelo montante de uso do sistema de distribuição e transmissão (MUSD e MUST). Já o tipo de energia será definido pela fonte e data de autorização da usina ou data em que houve uma ampliação da comercialização, conforme a figura 3.3 (ENERGISA,2017).

Tabela 3. 3 – Classificação da energia por tipo de agente gerador

Fonte	Data de Autorização / Participação em Leilão**	Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST)*			
		0	30	50	300
Solar	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Eólica	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Biomassa	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Hidráulica*	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Convencional Não Especial	
Cogeração Qualificada	Anterior a 2016	Incentivada Não Especial		Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Não Especial			Convencional Não Especial
Demais Fontes	-	Convencional Não Especial			

\*Considerar a Capacidade Instalada para Usinas Hidráulicas.  
 \*\*Comercialização em Leilão (aqueles destinados à expansão da oferta de energia, assim classificados, não restritivamente, os leilões: A-5, A-3, de energia de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA)), observada a condição de ampliação conforme atos emitidos pela ANEEL ou MME.

Fonte: ENERGISA (2017)

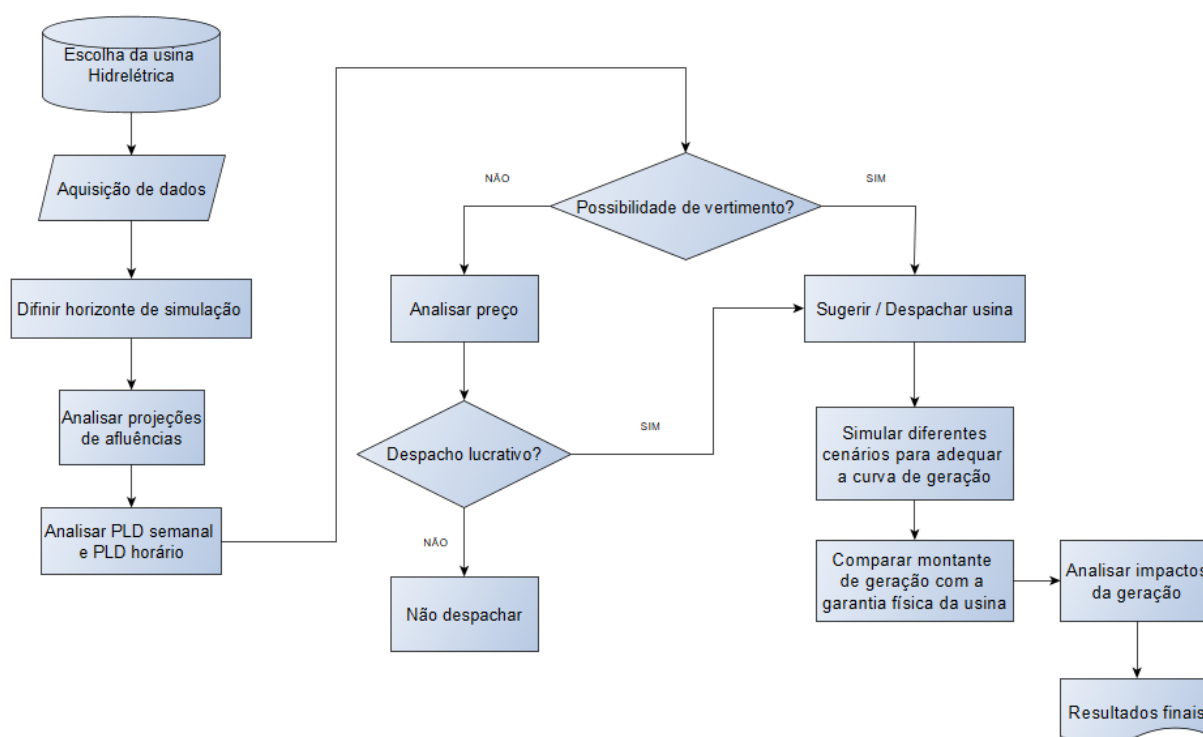
De acordo com CCEE (2010), a comercialização de cada tipo de energia terá tratamento individualizado. O agente vendedor de energia poderá escolher a atuação em quaisquer tipos de energia, por meio de agentes vinculados e as premissas estabelecidas nas regras de comercialização, conforme anexo A.

## 4 METODOLOGIA

A metodologia proposta desenvolve uma análise dos impactos técnicos e econômicos causados pela implantação do preço horário no Brasil para diferentes agentes hidrelétricos. O novo modelo de formação de preços entrará em vigor a partir de janeiro do ano de 2021 e alterará o cálculo das liquidações das diferenças no mercado de curto prazo.

A análise proposta neste trabalho será executada conforme a metodologia apresentada na figura 4.1.

Figura 4. 1 – Metodologia da estratégia de despacho



Fonte: Elaborado pelo autor

### 4.1 Escolha da usina hidrelétrica

A primeira etapa da metodologia consiste na escolha da usina hidrelétrica. Para realizar a análise, serão utilizados os polinômios de quarto grau de cada usina disponíveis no *software* Hydroexpert ®, sendo eles: polinômio de cota-volume e polinômio de vazão-nível jusante.

O HydroExpert ® é um sistema de suporte à decisão de despacho hidrelétrico. Dentro do módulo HydroData XP há um banco de dados que possui 184 reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

#### 4.1.1 Polinômio cota-volume

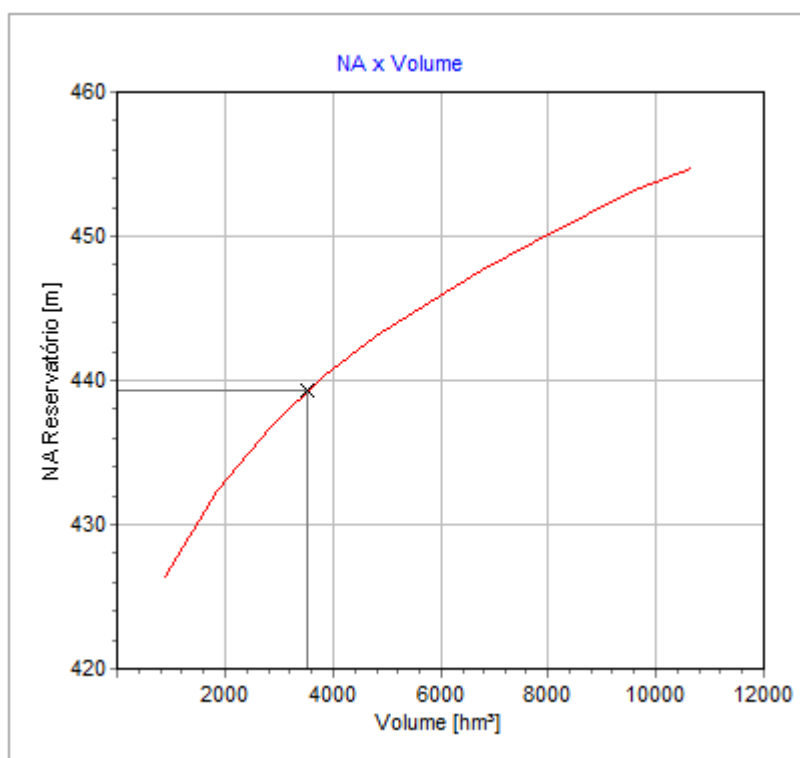
O polinômio de cota-volume permitirá analisar a cota do reservatório em relação ao nível do oceano. Com essa análise, será possível obter a cota, ou seja, a altura de queda do reservatório através do volume armazenado em hectômetros cúbicos.

Cada usina possui os parâmetros  $a_{pcv}$ ,  $b_{pcv}$ ,  $c_{pcv}$ ,  $d_{pcv}$  e  $e_{pcv}$ . Com a equação 4.1, pode-se obter a cota da superfície do reservatório ao aplicar-se o volume armazenado como dado de entrada em determinado estágio de planejamento.

$$COTA = a_{pcv} + b_{pcv} \cdot VOL + c_{pcv} \cdot VOL^2 + d_{pcv} \cdot VOL^3 + e_{pcv} \cdot VOL^4 \quad (4.1)$$

A gráfico 4.1 apresenta o gráfico do polinômio cota-volume de uma usina hidrelétrica típica.

Gráfico 4. 1 – Curva do polinômio de cota-volume de uma usina hidrelétrica



Fonte: Software Hydroexpert

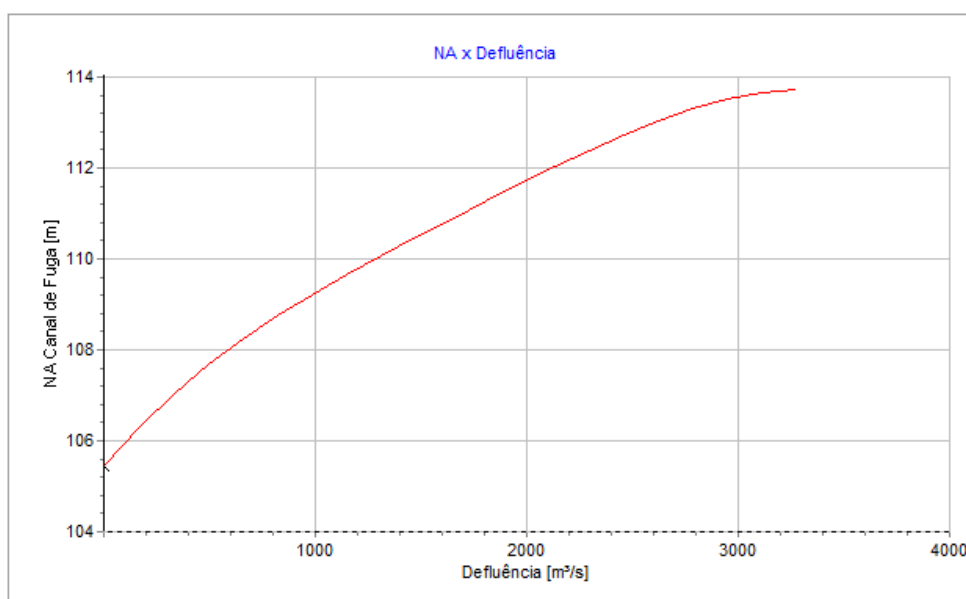
#### 4.1.2 Polinômio vazão-nível jusante

Através do polinômio de vazão-nível jusante será possível calcular a cota do canal de fuga da usina em metros. Essa análise é feita utilizando a defluência ou vazão deplecionada como dado de entrada, que é a soma da vazão turbinada mais a vazão vertida, em  $m^3/s$ . Assim, cada usina possui seus parâmetros  $a_{pvnj}$ ,  $b_{pvnj}$ ,  $c_{pvnj}$ ,  $d_{pvnj}$  e  $e_{pvnj}$ . Com a equação 4.2, a cota do canal de fuga poderá ser calculada utilizando ao aplicar-se a vazão deplecionada como dado de entrada.

$$CANALFUGA = a_{pvnj} + b_{pvnj} \cdot QDEF + c_{pvnj} \cdot QDEF^2 + d_{pvnj} \cdot QDEF^3 + e_{pvnj} \cdot QDEF^4 \quad (4.2)$$

A gráfico 4.2 apresenta o gráfico do polinômio de vazão-nível jusante de uma usina hidrelétrica típica.

Gráfico 4. 2 – Curva do polinômio de vazão-nível jusante de uma usina hidrelétrica



Fonte: Software Hidroexpert

#### 4.1.3 Altura de queda bruta

Obtidos os polinômios da usina, pode-se determinar a altura de queda bruta do reservatório, que é igual a diferença entre a cota do reservatório e a cota do canal de fuga. Essa relação pode ser vista na equação 4.3.

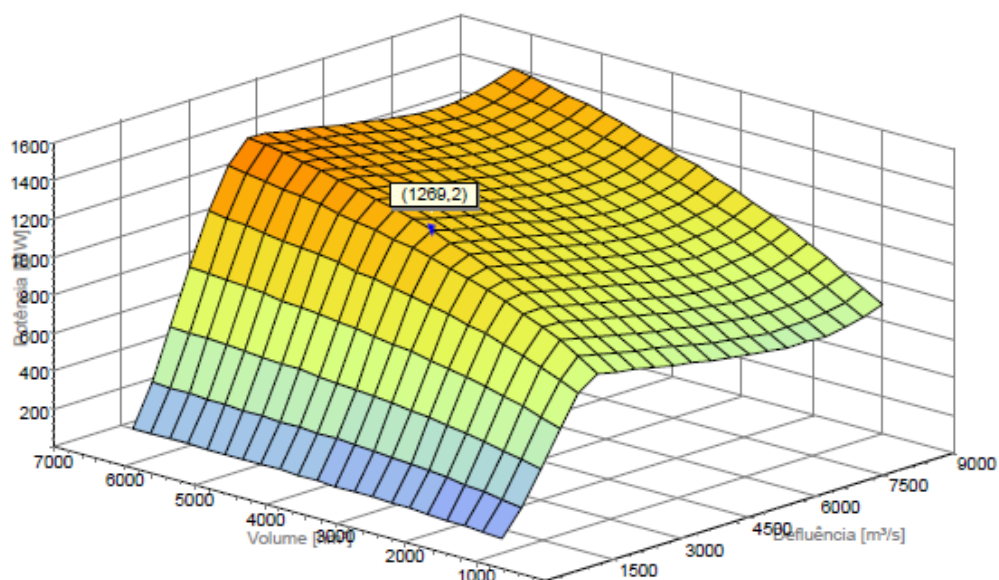
$$QUEDABRUTA = COTA - CANALFUGA \quad (4.3)$$

A altura de queda bruta é dada pela diferença entre os níveis de água do reservatório e o do curso do rio a jusante ou do canal de fuga da usina.

Além dos polinômios característicos, de acordo com o projeto de cada usina e de sua disposição de máquinas, cada conjunto terá uma determinada altura nominal ou queda nominal do conjunto.

Cada máquina, quando submetida a uma altura de queda e a uma vazão efetiva irá gerar sua potência efetiva em MW. Essa relação dá origem a uma curva típica, a qual relaciona a potência de gerada com a vazão turbinada e a altura de queda d'água.

Gráfico 4.3 – Curva colina de produção típica de uma usina hidrelétrica



Fonte: Software Hidroexpert ®

A vazão afluente de uma usina é a vazão observada naquele posto considerando o rio em sua condição natural.

A vazão defluente de uma usina é a soma da vazão turbinada mais a vazão vertida. A vazão turbinada é a que passa pelas turbinas para gerar energia. A vazão vertida é aquela que não passa pelas turbinas e escoar pelo vertedouro da usina, ou seja, não gera energia.



## 4.2 Definição do horizonte de simulação

O horizonte de simulação pode ser definido em número de dias para os quais se deseja realizar a análise. No entanto, o estudo do despacho terá base horária de modo a apresentar o impacto da geração no nível do reservatório e na receita do agente durante as 24 horas do dia.

## 4.3 Determinação do PDL semanal e horário

Definido o horizonte de simulação, será necessário inserir no *software* Excel ® os dados de preços semanal e horário para o período a ser analisado. Os dados de preço foram retirados do site da CCEE, onde há um banco de dados com o histórico do PLD por patamar de carga e o PLD horário, que vem sendo divulgado em seu formato sombra desde o ano de 2018.

## 4.4 Análise das projeções de afluências

A vazão afluyente disponível para o reservatório é um dado importante para a análise, pois irá determinar quantidade de vazão em  $m^3/s$  a ser turbinada reduzindo possíveis impactos negativos no reservatório e no aproveitamento a jusante. A afluência de cada reservatório assim como o volume percentual, são divulgados diariamente pelo ONS no Boletim Diário da Operação, disponível em sua página da internet.

## 4.5 Decisão das possibilidades de vertimento

De modo geral, o vertimento não é desejado pela usina, visto que a água que não passa pelas turbinas retorna para rio sem gerar energia. Porém, em algumas condições o vertimento é desejado, dentre elas:

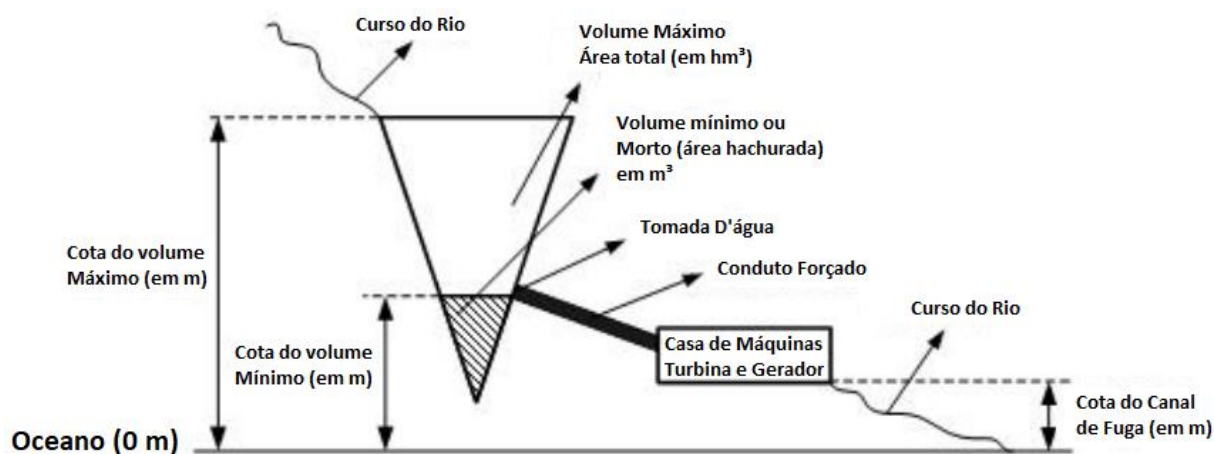
- a) Quando não há capacidade de armazenamento no reservatório e a vazão afluyente à usina é maior que o turbinamento;
- b) Quando devido a restrições operativas ou de manutenção, o turbinamento é nulo, mas é necessita-se uma vazão mínima da usina devido aos múltiplos usos da água no aproveitamento a jusante do

aproveitamento. A exemplo, a uso da água para irrigação, navegação e conservação do meio ambiente;

- c) Quando devido às restrições operativas ou de manutenção, o turbinamento é nulo, mas é necessário para garantir aproveitamento da geração no nível jusante.

O planejamento é realizado com base na curva típica da usina e nos polinômios vazão-nível jusante e cota-volume do reservatório. Através da equação da queda bruta é possível determinar a capacidade de reservatório, em  $\text{hm}^3$ . A figura 4.2 apresenta o cenário de uma aproveitamento hidrelétrico, considerando seus volumes mínimo e máximo.

Figura 4. 2 – Volumes de um aproveitamento hidrelétrico



Fonte: UFJF (2010)

O volume máximo é a capacidade máxima que o reservatório pode armazenar, em  $\text{hm}^3$ , e corresponde a sua maior altura de queda. Já o volume mínimo corresponde à cota mínima necessária para operação adequada da usina, em  $\text{hm}^3$ . O volume mínimo define o limite superior do volume morto e o limite inferior do volume útil.

Para ambos os volumes, tem-se as cotas que são as diferenças verticais entre a superfície do reservatório e a superfície do oceano. A diferença de altura em relação a superfície do leito do rio a jusante é chamada de cota do canal de fuga. Dessa forma, a altura de queda bruta é dada pela diferença entre a cota do canal de fuga e a cota de superfície do lago. Quanto maior a altura de queda, maior a capacidade de geração.

#### 4.6 Planejamento e sugestão de despacho da usina

O planejamento de despacho de uma usina consiste na análise técnica e econômica desta ação. De acordo com o fluxograma, caso a usina apresente possibilidade de vertimento, será considerado o despacho naquela hora para evitar desperdício. Caso não haja possibilidade de vertimento, será avaliado o cenário de preços para que a modulação da geração seja otimizada. Ao final do horizonte de geração, a aplicação da metodologia deve entregar ao agente a melhor curva de geração e melhor receita, respeitando as restrições e características da usina.

Após a escolha da usina e aquisição dos dados, foi desenvolvida a análise a partir do *software* Excel®. Para determinar a condição do reservatório em qualquer estágio de planejamento, considerou-se a equação típica do balanço hídrico.

$$v(t + 1) = vt + at - xt - z \quad (4.4)$$

onde:

- t estágio (hora);
- vt armazenamento do reservatório no início do planejamento (m<sup>3</sup>);
- at afluência no início do planejamento (m<sup>3</sup>);
- xt volume turbinado no estágio do planejamento (m<sup>3</sup>);
- z volume de vertimento (m<sup>3</sup>).

Os dados utilizados nas simulações são reais com base em históricos do ONS e da CCEE. A partir de dados históricos da hidrologia do ONS, será possível analisar, através da ferramenta de simulação, diversos cenários de geração, com base horária, e apresentar a melhor estratégia técnica e econômica de geração para o agente no cenário da implementação do PLD horário no Brasil.

#### 4.7 Análise dos impactos da geração e resultados

Para realizar a análise econômica, serão integradas as curvas de PLD com base horária e o PLD base semana-patamar, disponíveis no site da CCEE, sobre as curvas de geração de potência ativa dos agentes.

Como parâmetro de comparação, será usada a garantia física do agente em Mega Watt hora médios (MWh). A CCEE divulga mensalmente de forma pública a garantia física dos agentes no boletim chamado InfoMercado. Este documento apresenta um relatório executivo com diversos destaques da contabilização e duas planilhas com resultados gerais e individuais da operação.

Concluída a etapa da otimização da geração, serão analisados os impactos para os agentes relacionados às suas respectivas garantias físicas. Caso a usina tenha montantes de geração inferiores à sua previsão de geração, apresentará déficits, caso contrário, a usina terá sobras a serem liquidadas na CCEE. Quando a usina possui exposição negativa, esta apresentará *déficits* em sua modulação que serão valorados no mercado de curto prazo. Já as exposições positivas entrarão como receita na ocasião da liquidação financeira do agente, também valorados ao PLD.

## 5 ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os cenários reais e a aplicação da metodologia. Os resultados e análises dos testes também serão descritos nesse capítulo.

### 5.1 Usina 14 de Julho

Para analisar a viabilidade técnica e econômica do despacho foi considerada a usina 14 de julho, pertencente a Companhia Energética do Rio das Antas (CERAN) do estado do Rio Grande do Sul. A margem direita da usina está localizada entre as cidades de Caiporã e Veranópolis, enquanto a margem esquerda está localizada na cidade de Bento Gonçalves.

Figura 5. 1 – Usina hidrelétrica 14 de Julho



Fonte: CERAN

#### 5.1.1 Características da usina

A hidrelétrica 14 de julho é uma usina a fio d'água, com potência instalada de 100MW. As características técnicas da usina 14 de Julho estão apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5. 1 – Características técnicas da usina 14 de Julho

<b>Dados da Usina - 14 de Julho</b>		
Potência nominal por turbina	50	MW
Vazão engolimento da turbina	170	m <sup>3</sup> /s
Restrição Ambiental (LO 7648/2008 - DL)	28	m <sup>3</sup> /s
Consumo	368	m <sup>3</sup> /s
Consumo horário	1.324.800	m <sup>3</sup> /s
Vazão histórica média (mês de março)	161,6	m <sup>3</sup> /s
Número de máquinas	2	
Tempo de operação	29146,04	s
Tempo de operação	8,10	h
Potência Gerada	100	MW
Energia Gerada	809,61	MWh
Modelo	Kaplan	

Fonte: Elaborado pelo autor

Demais características técnicas do reservatório da usina 14 de Julho estão apresentadas na tabela 5.2.

Tabela 5. 2 – Características técnicas do reservatório da usina 14 de julho

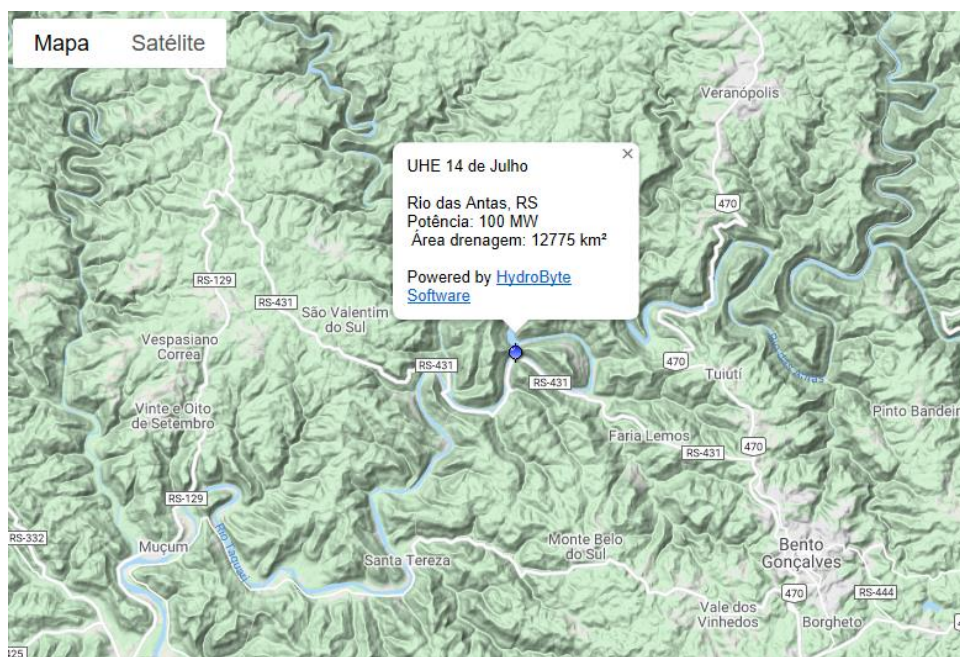
<b>Reservatório</b>			
Cota (m)	Área (km <sup>2</sup> )	Volume (m <sup>3</sup> )	Volume útil (m <sup>3</sup> )
104	5	55180000	4710000
103	4,9	50470000	0

Fonte: Elaborado pelo autor

Na cota 104 metros, quando a capacidade de geração é máxima, o volume do reservatório em relação ao oceano está no seu valor máximo, ou seja, 55,18 hm<sup>3</sup>. Já na cota 103 metros, o reservatório está no seu volume mínimo, ou seja, 50,47 hm<sup>3</sup> em relação a superfície do oceano e a capacidade de geração é mínima. O volume útil da usina é calculado pela diferença, em hm<sup>3</sup>, entre o volume correspondente a cota máxima e o volume correspondente a cota mínima do reservatório. A área do reservatório também apresenta variabilidade de acordo com a altura do aproveitamento hidrelétrico.

A figura 5.2 mostra a localização geográfica da usina no Rio das Antas, entre as cidades de Bento Gonçalves e Veranópolis.

Figura 5. 2 – Localização da usina 14 de Julho



Fonte: HydroExpert ®

A figura 5.3 mostra a UHE 14 de julho no período de obras a montante, no ano de 2007. Podem ser vistos o vertedouro, a barragem, o túnel de interligação e a tomada de água.

Figura 5. 3 – Usina 14 de Julho no período de obras a montante



Fonte: HydroExpert ®

A usina possui duas unidades geradoras, ambas com potência nominal de 50MW. O sistema possui turbinas do tipo Kaplan com vazão de engolimento de 170 m<sup>3</sup>/s e altura de queda bruta de 34,63 metros.

Na figura 5.4 está apresentado o arranjo geral da usina 14 de Julho.

Figura 5. 4 – Arranjo geral da Usina 14 de Julho



Fonte: HydroExpert ®

Os polinômios de nível de cota-volume e de vazão-nível jusante da usina 14 de Julho foram utilizados na análise conforme parâmetros das tabelas 5.3 e 5.4.

Tabela 5. 3 – Coeficiente do polinômio de nível de cota-volume da usina 14 de julho

aPCV	bPCV	cPCV	dPCV	Epcv
4,284726E+02	-2,271482E+01	5,826035E-01	-6,532853E-03	2,724803E-05

Fonte: Adaptado Hydroexpert ®

Tabela 5. 4 – Coeficiente do polinômio de vazão-nível jusante da usina 14 de julho

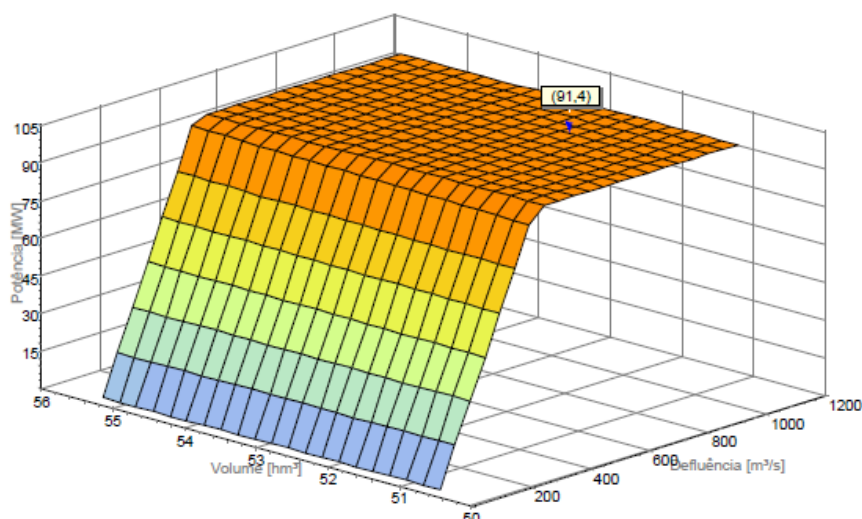
aPVNJ	bPVNJ	cPVNJ	dPVNJ	ePVNJ
6,744150E+01	5,020536E-03	-1,124509E-06	1,429860E-10	-6,933198E-15

Fonte: Adaptado Hydroexpert ®



A curva colina da usina, da onde foram extraídos os dados de produção da usina está apresentada no gráfico 5.1. Esta curva relaciona a capacidade de geração com a defluência e a altura de queda d'água a qual o conjunto gerador está submetido.

Gráfico 5. 1 – Curva de produção da usina 14 de Julho



Fonte: HydroExpert ®

O próximo capítulo apresenta os dados de entrada, como histórico de geração do ONS, PLD horário e por patamar da CCEE e a garantia física da usina utilizados no estudo de caso.

### 5.1.2 Dados de entrada

A partir do histórico da operação disponível no banco de dados do ONS, foi tabulada a geração horária do agente entre os dias 04 e 08 de março de 2019. Este período foi escolhido pois, conforme consulta feita no banco de dados do Hydroexpert ®, o mês de março é o que apresenta as menores vazões históricas para este reservatório.

As vazões diárias foram obtidas a partir do Boletim Diário da Operação, também disponível no site do ONS, conforme tabela 5.5.

Tabela 5. 5 – Vazões diárias da usina 14 de Julho

<b>Dia</b>	<b>Vazões (m/s)</b>
04/03/2019	85
05/03/2019	78
06/03/2019	105
07/03/2019	167
08/03/2019	141

Fonte: Adaptado de ONS

Os preços praticados para esse período de análise foram obtidos a partir do site da CCEE, considerando que o agente opera no submercado sul e as divulgações do PLD semana-patamar e do PLD horário sombra para essa semana operativa. Esses dados estão apresentados na tabela 5.

A semana operativa do dia 04 de março de 2019 foi escolhida pois, de acordo com o banco de dados do *software Hydroexpert*®, este é o mês que apresenta a menor média histórica de vazões, ou seja, o mês de maior seca.

Neste período crítico, principalmente para uma usina a fio d'água, o agente terá a sua modulação exposta em uma granularidade horária, onde seus déficits e sobras serão valorados ao PLD calculado no mercado de curto prazo, ou seja, o preço da energia naquele momento.

Pode-se ver na tabela 5.6 a variabilidade do PLD horário nas vinte e quatro horas do dia em relação ao PLD dado por patamar de carga. No dia 6 de março, percebe-se a maior diferença média de variação entre os dois modelos de precificação, no mesmo dia em que o preço horário chegou no seu valor máximo nesta semana operativa.

Essa diferença pode ter relação com o nível dos reservatórios neste dia, o que demanda maior necessidade de despacho de usinas termelétricas mais caras. Essa necessidade é vista pelo custo da operação, ou seja, com o CMO mais alto, o PLD também será maior, já que o preço da energia elétrica é dado pelo custo. Este é um importante ponto a ser analisado com a entrada do PLD horário no cálculo das liquidações das diferenças.

Tabela 5. 6 – Preços divulgados pela CCEE no período de análise

Hora	Dia 04.03.2019			Dia 05.03.2019			Dia 06.03/2019		
	PLD Horário	PLD Patamar	Diferença	PLD Horário	PLD Patamar	Diferença	PLD Horário	PLD Patamar	Diferença
1	275,08	248,93	26,15	275,52	248,93	26,59	281,24	248,93	32,31
2	275,04	248,93	26,11	274,91	248,93	25,98	279,64	248,93	30,71
3	274,89	248,93	25,96	274,81	248,93	25,88	278,42	248,93	29,49
4	274,48	248,93	25,55	274,37	248,93	25,44	278,44	248,93	29,51
5	274,41	248,93	25,48	274,23	248,93	25,3	278,46	248,93	29,53
6	274,64	248,93	25,71	274,2	248,93	25,27	278,55	248,93	29,62
7	274,81	248,93	25,88	273,22	248,93	24,29	279,35	248,93	30,42
8	275,15	255,28	19,87	274,41	248,93	25,48	282,45	248,93	33,52
9	279,85	255,28	24,57	275,06	248,93	26,13	284,66	255,28	29,38
10	281,22	255,9	25,32	276,61	248,93	27,68	286,89	255,28	31,61
11	282,35	255,9	26,45	277,54	248,93	28,61	288,28	255,9	32,38
12	282,58	255,9	26,68	277,6	248,93	28,67	288,56	255,9	32,66
13	282,4	255,9	26,5	277,6	248,93	28,67	288,53	255,9	32,63
14	283,35	255,9	27,45	277,87	248,93	28,94	290,72	255,9	34,82
15	284,23	255,9	28,33	277,89	248,93	28,96	292,82	255,9	36,92
16	284,15	255,9	28,25	277,89	248,93	28,96	292,91	255,9	37,01
17	283,83	255,9	27,93	277,89	248,93	28,96	292,17	255,9	36,27
18	282,44	255,9	26,54	277,79	248,93	28,86	288,6	255,9	32,7
19	282,1	255,28	26,82	278,26	248,93	29,33	287,1	255,28	31,82
20	285,01	255,28	29,73	282,85	248,93	33,92	287,76	255,28	32,48
21	284,74	255,28	29,46	283,78	255,28	28,5	287,61	255,28	32,33
22	284,27	255,28	28,99	282,89	255,28	27,61	287,42	255,28	32,14
23	282,92	255,28	27,64	282,47	255,28	27,19	287,06	255,28	31,78
24	281,35	255,28	26,07	278,91	248,93	29,98	284,21	255,28	28,93

Fonte: Adaptado de CCEE

No dia 06 de março, quando a usina operava com vazão afluyente de 105 m<sup>3</sup>/s, o preço horário da energia chegou a R\$ 292,91, ou seja, o maior valor observado no horizonte de estudo. Nessa mesma hora, o PLD patamarizado estava calculado em R\$ 255,9, portanto, uma diferença de R\$ 37,01 entre os dois modelos de precificação.

A tabela 5.7 mostra o histórico de geração da usina 14 de Julho no horizonte de estudo considerado. Essas informações são reais e foram extraídas do site do ONS, em sua página de divulgação do histórico da operação do SIN. Além do histórico de geração, também estão disponíveis no site do ONS os dados de afluência e de volumes dos reservatórios dos agentes.

Tabela 5. 7 – Histórico de geração da usina 14 de Julho

Hora	Geração em MWh				
	04.03.2019	05.03.2019	06.03.2019	07.03.2019	08.03.2019
1	3	7	17	35	46
2	0	0	0	21	48
3	0	0	0	20	49
4	0	0	0	20	49
5	0	0	0	20	49
6	0	0	0	20	49
7	0	0	0	20	49
8	0	0	0	27	49
9	0	0	0	30	49
10	0	0	0	46	49
11	0	0	30	50	49
12	0	0	35	50	49
13	42	0	35	50	49
14	45	0	35	50	49
15	45	0	35	50	49
16	45	0	35	50	44
17	45	26	35	50	42
18	45	30	35	37	34
19	45	30	35	34	24
20	45	30	35	50	18
21	45	30	35	50	18
22	45	36	35	45	20
23	45	39	35	45	20
24	45	24	35	45	20

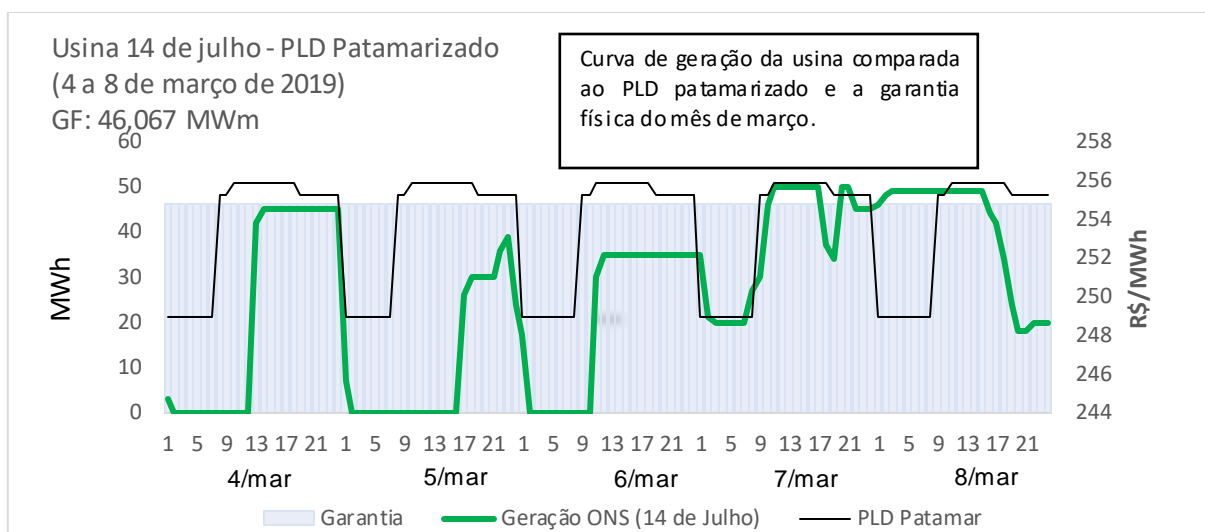
Fonte: Adaptado de ONS

A análise do despacho com base no histórico do ONS da usina comparada a curva de PLD por patamar será analisada no item 5.1.3.

### 5.1.3 Análise do Despacho da usina

O gráfico 5.2 apresenta a curva de geração da usina no período de 4 a 8 de março de 2019. Também são apresentadas a garantia física da usina e a curva de preço por patamar de carga dadas pela CCEE neste mesmo período.

Gráfico 5. 2 – Curva de geração da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

Com base no Infomercado da CCEE do ano de 2019, a garantia física da usina 14 de Julho, no mês de março, foi de 46,067 MWh médios. O gráfico 5.3 mostra a exposição do agente em cada hora do dia em relação a sua garantia física.

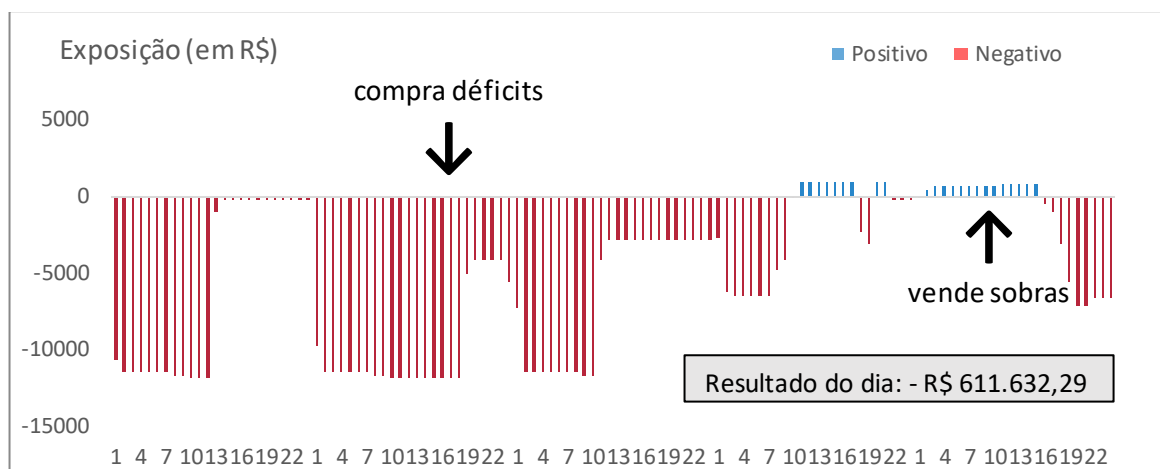
Os intervalos em vermelho apresentam momentos em que a usina teve exposição negativa. Já os intervalos em azul representam momentos em que a usina teve exposição positiva.

Como podemos analisar pelo gráfico 5.3, nessa semana operativa o agente teve mais déficits do que sobras. Como resultado da operação, a exposição do agente em relação a sua garantia física foi negativa de R\$ 611.632,29 com uma geração de 3.180 MWh ao final do quinto dia de operação.

Todas as sobras e déficits do agente serão analisadas na ocasião da liquidação financeira da CCEE. Neste fechamento, será utilizado o PLD horário, a partir de janeiro de 2021 para valorar a receita do agente no mercado de curto prazo.

No gráfico 5.3, percebe-se o grande déficit do agente na curva em vermelho devido a geração abaixo da garantia física da usina durante a maior parte do período analisado neste estudo. Para ajudar na mitigação do déficit, pode ser aplicada a metodologia de ajuste ao PLD horário, conforme será vista no próximo subitem.

Gráfico 5. 3 – Curva de exposição da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 comparada ao PLD por patamar



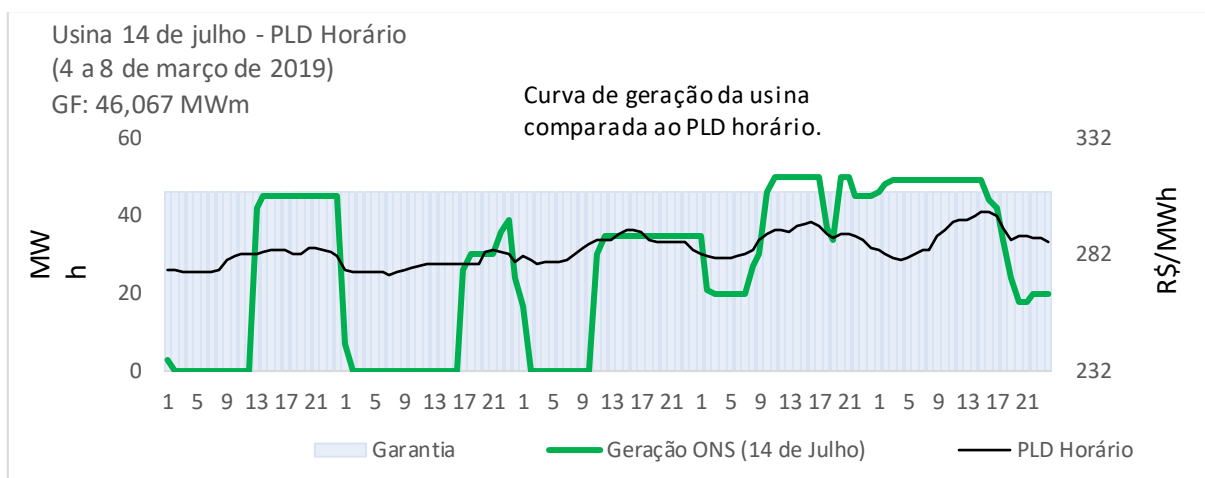
Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.4 apresenta a curva de geração do agente em relação ao PLD horário. Conforme observado anteriormente, a variabilidade do PLD horário ficou acima do PLD por patamar de carga em todos os momentos. O maior valor de PLD horário ocorreu no dia 8 de março, no patamar médio de carga, quando chegou a 300,39 R\$/MWh às 15 horas. Neste mesmo horário, o PLD por patamar estava no valor 255,9 R\$/MWh, ou seja, uma diferença de 44,49 R\$/MWh. Podemos que a média de geração nesse dia foi de 40,45 MWh, sendo a mais alta da semana. Essa análise justifica o PLD mais alto calculado da semana para este dia, já que o sistema demandava mais carga e maior necessidade de despacho.

No dia 5 de março, percebe-se a redução da curva de geração a zero a partir das 3 horas até as 17 horas desse mesmo dia. Essa condição pode ser melhorada, levando a geração a gerar em horas de menor necessidade e fazendo uma previsão de turbinagem e geração de potência em horas de maior necessidade. A aplicação da metodologia no item 5.1.4 irá prover um melhor aproveitamento da vazão disponível, além de reduzir o déficit na receita do agente.

No gráfico 5.4, observa-se que a geração do ficou acima da garantia física da usina apenas nos dias 7 e 8 de março, condição que levou a receita da usina a ficar ainda mais negativa.

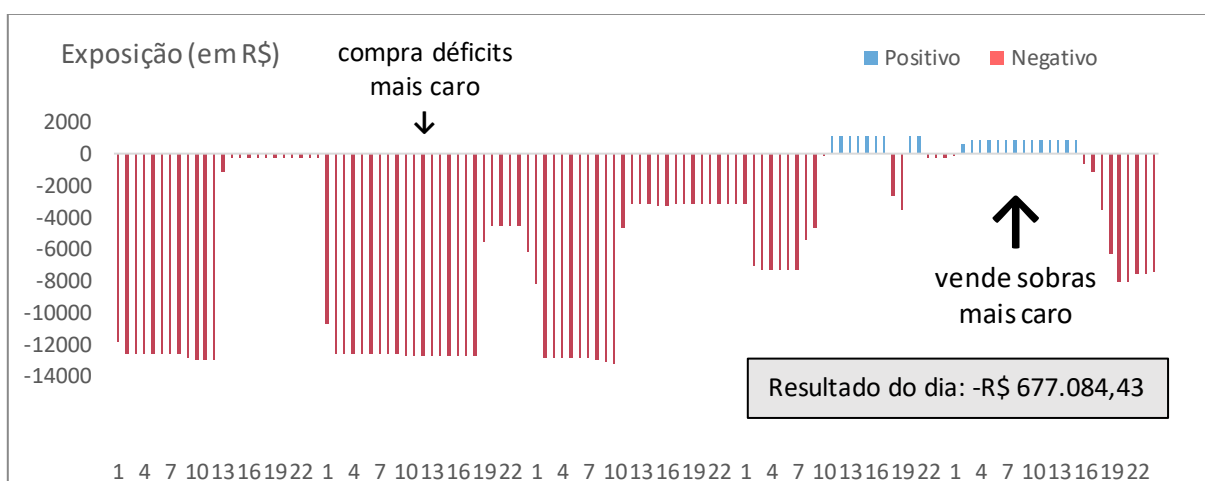
Gráfico 5. 4 – Curva de geração da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.5 mostra a exposição da curva de geração do agente comparada ao PLD horário-sombra, caso esse mantivesse o despacho original e o PLD horário já fosse aplicado ocasião da liquidação financeira no ano de 2019.

Gráfico 5. 5 – Curva de exposição da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra



Fonte: Elaborado pelo autor

Neste cenário, caso já estivesse exposto ao PLD horário, o agente estaria com o resultado ainda mais negativo em sua receita. Outro estudo de caso em que o cenário de despacho original ficou ainda mais negativo em relação ao PLD horário

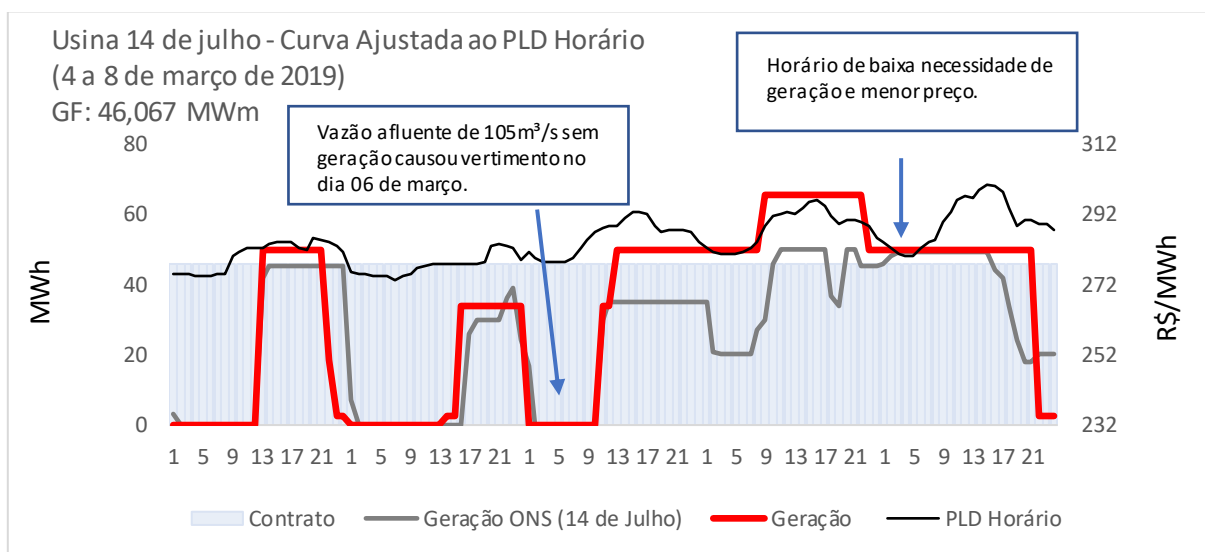
está nos apêndices E e F, onde a receita ficou R\$ 56.077,30 mais negativa ou o déficit do agente ficou 24% maior.

O valor do déficit da usina 14 de Julho, ao final do quinto dia de operação calculado foi de R\$ 677.084,43 com a mesma geração de 3.180 MWh.

#### 5.1.4 Ajuste do despacho ao PLD horário

Os gráficos 5.6 e 5.7 apresentam o primeiro cenário de geração proposto para adequar a curva de geração do agente, e reduzir sua exposição frente ao PLD horário. No terceiro dia de operação, como a vazão afluente estava em 105 m<sup>3</sup>/s e o reservatório na cota de 104,02 metros, ocorreu vertimento na décima primeira hora do dia.

Gráfico 5. 6 – Curva ajustada ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019

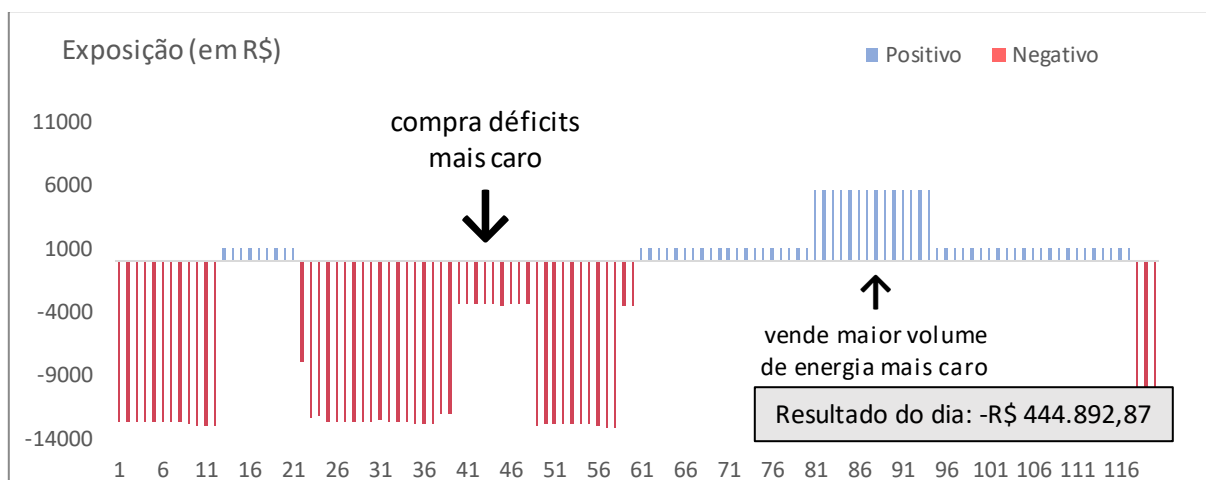


Fonte: Elaborado pelo autor

A solução reduziu a exposição do agente em R\$ 232.191,55, ou seja, 34,3% de economia. Porém, podemos observar no gráfico 5.8 que o agente teve vertimento na sexta hora do terceiro dia de operação.



Gráfico 5. 7 – Curva de exposição ajustada ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019

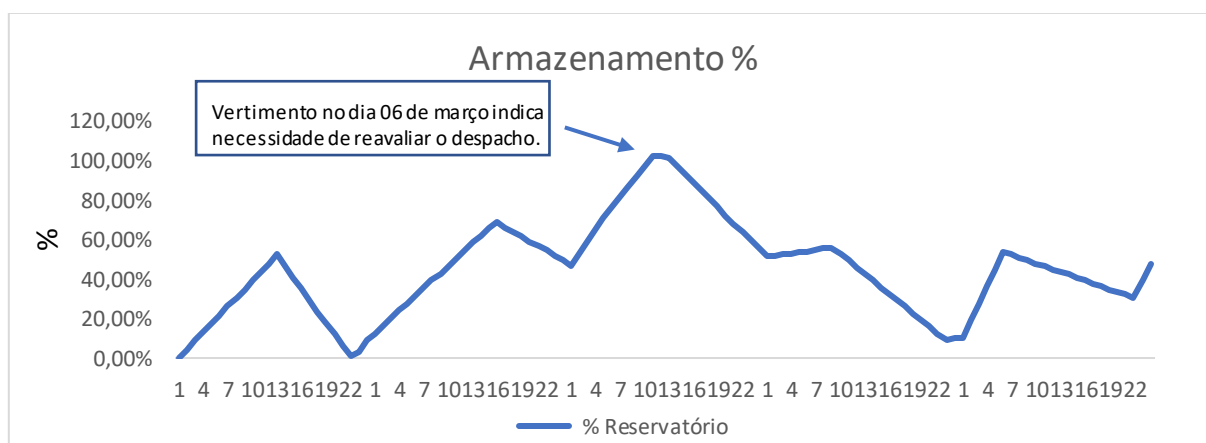


Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.8 mostra o instante em que o reservatório da usina 14 de Julho apresentou vertimento no terceiro dia de operação. Com a vazão em  $104\text{m}^3/\text{s}$ , o vertimento iniciou na sexta hora e permaneceu por dezesseis horas nesse cenário de geração. O volume de água não utilizado foi de  $1,134\text{ hm}^3$  ao final do vertimento.

Nos apêndices G e H, foi possível reverter a situação da usina Marimbondo e tornar a receita do agente positiva, passando de - R\$ 290.977,24 no cenário do PLD horário e curva de geração original contra R\$ 53.294,28 no cenário da curva ajustada ao PLD horário.

Gráfico 5. 8 – Análise do reservatório da usina 14 de Julho ajustada ao PLD horário-sombra de 4 a 8 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

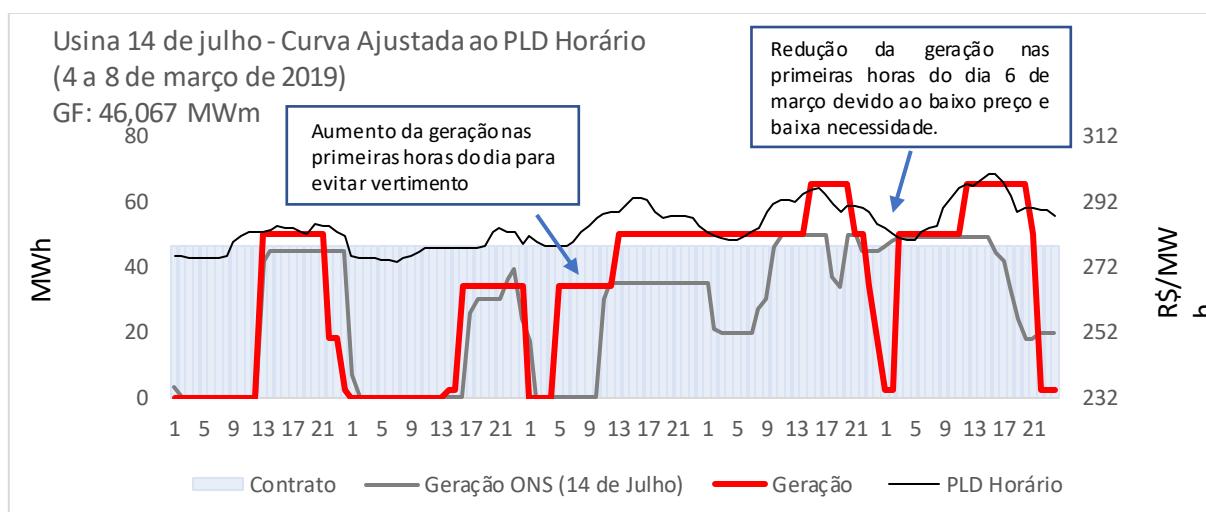
No capítulo 5.1.5, apresenta-se a solução para o problema de vertimento observado para o agente no dia 6 de março, de modo a reduzir o desperdício de energia com o ajuste do despacho e melhorar a sua receita.

### 5.1.5 Ajuste do despacho ao PLD horário sem vertimento

De modo a aumentar o aproveitamento hidrelétrico da usina e a receita ao final do planejamento, realizou-se uma antecipação da geração no terceiro dia para evitar vertimento.

No gráfico 5.9, considerou-se o início do despacho na hora 5 do dia, evitando assim o desperdício de energia. Essa alteração viabilizou o aumento da geração nas próximas horas do dia. Outra alteração necessária foi reduzir a geração a zero nas primeiras horas do dia 08 de março, momento em que é observada a redução de preço e tem-se menor necessidade de geração.

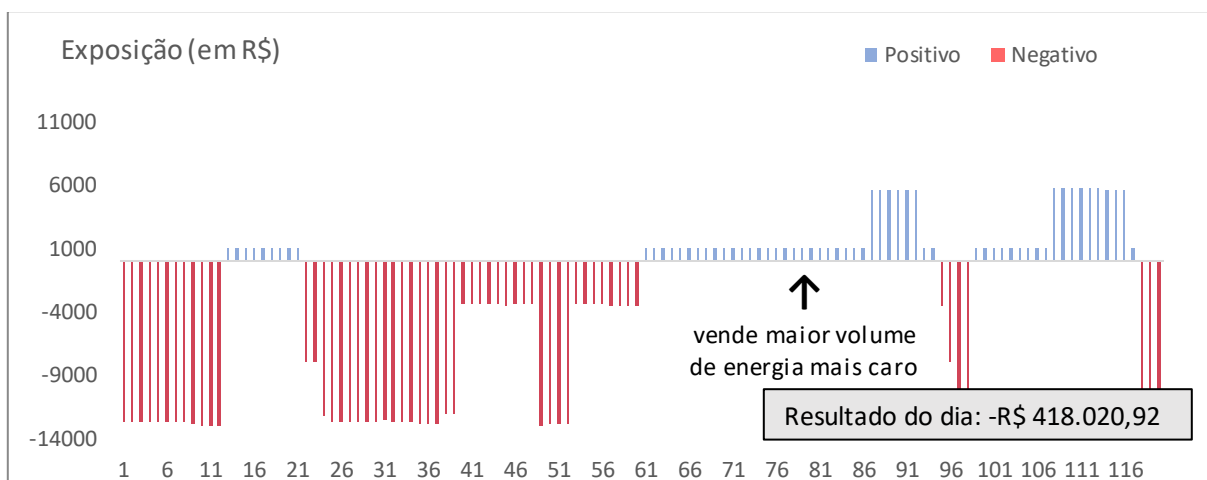
Gráfico 5. 9 – Novo cenário ajustado ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 para evitar vertimento



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme o gráfico 5.10, observamos que, com o aumento da geração no dia 6 de março, a receita do agente ficou menos negativa, no valor de - R\$ 418.020,92. Através dessa decisão, foi possível manter o reservatório acima do volume útil no fim do horizonte de simulação, conforme gráfico 5.11.

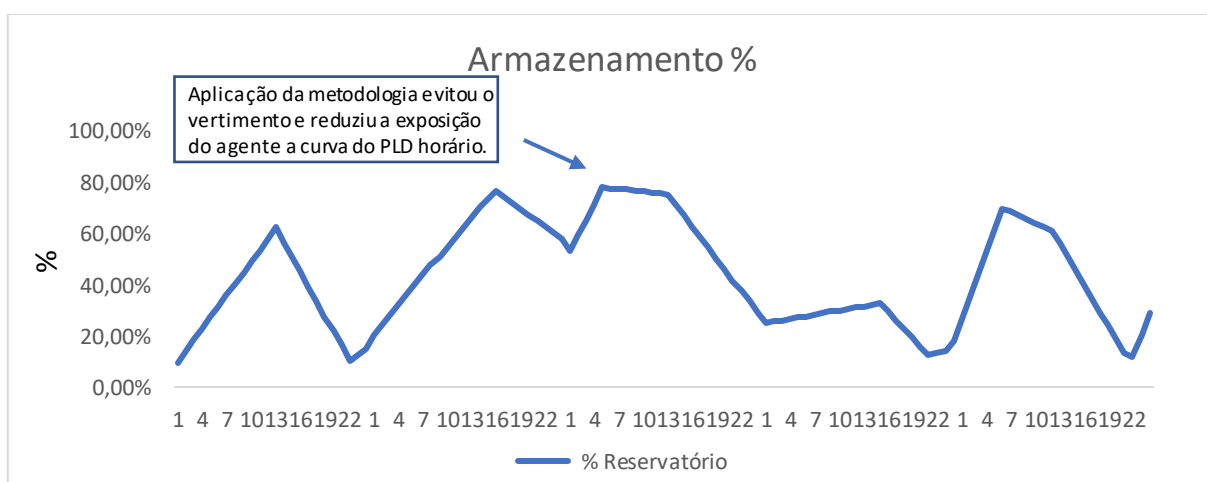
Gráfico 5. 10 – Novo cenário de exposição ao PLD horário-sombra da usina 14 de Julho de 4 a 8 de março de 2019 para evitar vertimento



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.11 mostra a curva de armazenamento do reservatório no estudo. Observa-se, agora, que no pico existente no dia 6 de março o reservatório está com 67,69% da capacidade, portanto não há vertimento.

Gráfico 5. 11 – Novo cenário de análise do reservatório da usina 14 de Julho ajustada ao PLD horário-sombra de 4 a 8 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

Nesse cenário, além de evitar o vertimento, foi possível reduzir a exposição do agente em R\$ 259.063,50, ou seja, um ganho de 62% na receita da usina em relação ao preço-horário sombra.

## 5.2 Usina Monte Claro

Para segunda análise e comprovação da metodologia, foi considerada a usina Monte Carlo, também pertencente a Companhia Energética do Rio das Antas (CERAN) do estado do Rio Grande do Sul. A margem direita da usina está localizada entre as cidades de Nova Roma do Sul e Veranópolis, enquanto a margem esquerda está localizada na cidade de Bento Gonçalves.

A usina Monte Claro é o aproveitamento a jusante da usina Monte Carlo, cuja análise foi realizada no capítulo anterior.

Figura 5. 5 – Usina hidrelétrica Monte Claro



Fonte: HydroExpert ®

O capítulo a seguir apresenta as características técnicas e o perfil da usina Monte Claro. Os dados foram extraídos do *software* Hydroexpert ®.

### 5.2.1 Características da usina

A usina Monte Claro é uma hidrelétrica a fio d'água que tem como aproveitamento a jusante a usina Monte Claro, estuda anteriormente. Sua potência instalada é de 130MW com duas unidades geradoras. As características técnicas da usina Monte Claro estão apresentadas na tabela 5.8.

Tabela 5. 8 – Características técnicas da usina Monte Claro

<b>Dados da Usina - Monte Claro</b>		
Potência nominal por turbina	65	MW
Vazão engolimento da turbina	186	m <sup>3</sup> /s
Restrição Ambiental (LO 7648/2008 - DL)	18,6	m <sup>3</sup> /s
Consumo	390,6	m <sup>3</sup> /s
Consumo horário	1.406.160	m <sup>3</sup>
Vazão histórica média (mês de março)	161,6	m <sup>3</sup> /s
Número de máquinas	2	
Tempo de operação	9034,65	s
Tempo de operação	2,51	h
Potência Gerada	130	MW
Energia Gerada	326,2513751	MWh
Modelo	Kaplan	

Fonte: Elaborado pelo autor

Demais características técnicas do reservatório da usina Monte Claro estão apresentadas na tabela 5.9.

Tabela 5. 9 – Características técnicas do reservatório da usina 14 de julho

<b>Reservatório</b>			
Cota (m)	Área (km <sup>2</sup> )	Volume (m <sup>3</sup> )	Volume útil (m <sup>3</sup> )
148	1,33	11350000	1460000
147	1,25	9890000	0

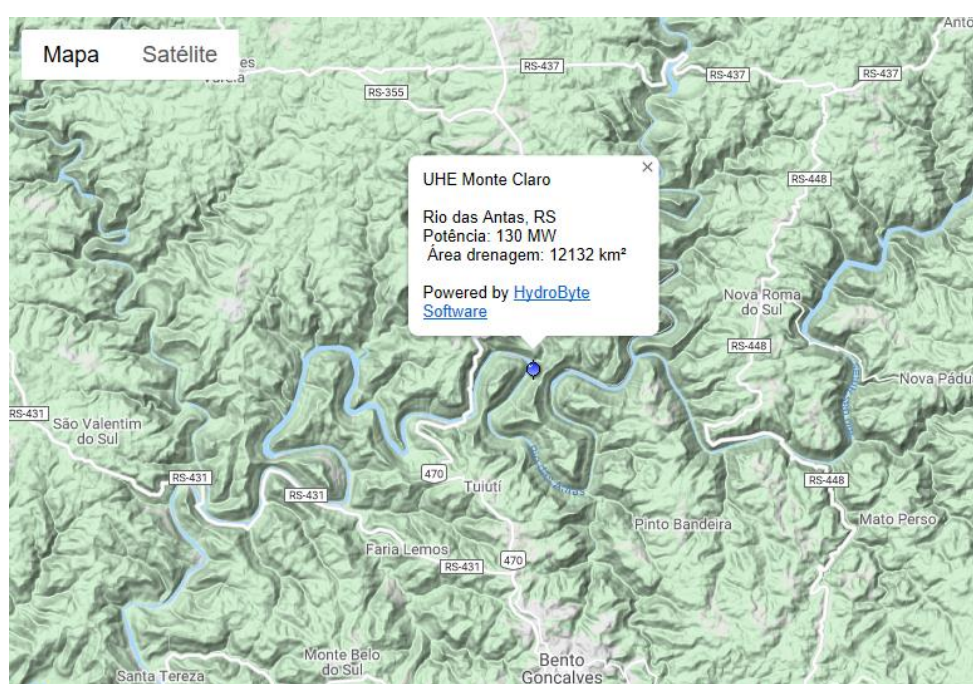
Fonte: Elaborado pelo autor

Na cota 148 metros, quando a capacidade de geração é máxima, o volume do reservatório em relação ao oceano está no seu valor máximo, ou seja, 11,35 hm<sup>3</sup>. Já na cota 147 metros, o reservatório está no seu volume mínimo, ou seja, 9,89 hm<sup>3</sup> em

relação a superfície do oceano e a capacidade de geração é mínima. O volume útil da usina é calculado pela diferença, em  $\text{hm}^3$ , entre o volume correspondente a cota máxima e o volume correspondente a cota mínima do reservatório. A área do reservatório também apresenta variabilidade de acordo com a altura do aproveitamento hidrelétrico.

A figura 5.6 mostra a localização geográfica da usina, entre as cidades de Bento Gonçalves e Veranópolis.

Figura 5. 6 – Usina hidrelétrica Monte Claro



Fonte: HydroExpert ®

A figura 5.7 mostra a UHE Monte Claro no período de obras a montante, no ano de 2007. Podem ser vistos o vertedouro, a barragem, o túnel de interligação e a tomada de água.

A usina Monte Claro possui, ainda por dois condutos forçados, os quais levam a água até a chaminé de equilíbrio para, então, chegar até as turbinas dos conjuntos geradores na casa de máquinas.

Figura 5. 7 – Usina Monte Claro no período de obras a montante

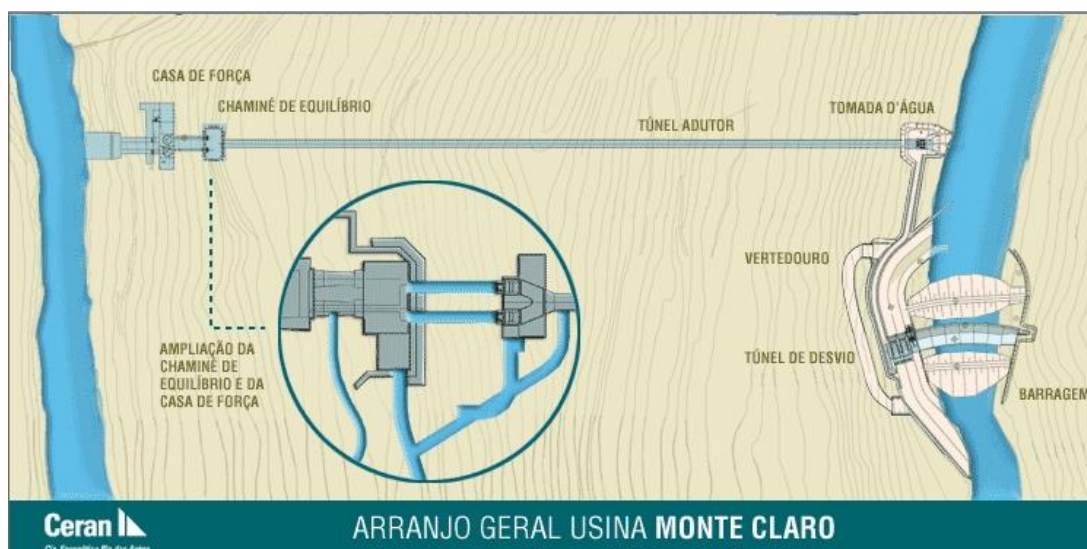


Fonte: HydroExpert ®

A usina possui duas unidades geradoras, ambas com potência nominal de 65MW. O sistema possui turbinas do tipo Kaplan com vazão de engolimento de 186 m<sup>3</sup>/s e altura de queda bruta de 40,84 metros.

Na figura 5.8 está apresentado o arranjo geral da usina Monte Claro.

Figura 5. 8 – Usina Monte Claro no período de obras a montante



Fonte: HydroExpert ®

Os polinômios de nível de cota-volume e de vazão-nível jusante da usina Monte Claro foram utilizados na análise conforme parâmetros das tabelas 5.10 e 5.11.

Tabela 5. 10 – Coeficiente do polinômio de nível de cota-colume da usina Monte Claro

aPCV	bPCV	cPCV	dPCV	Epcv
4,284726E+02	-2,271482E+01	5,826035E-01	-6,532853E-03	2,724803E-05

Fonte: Adaptado Hydroexpert ®

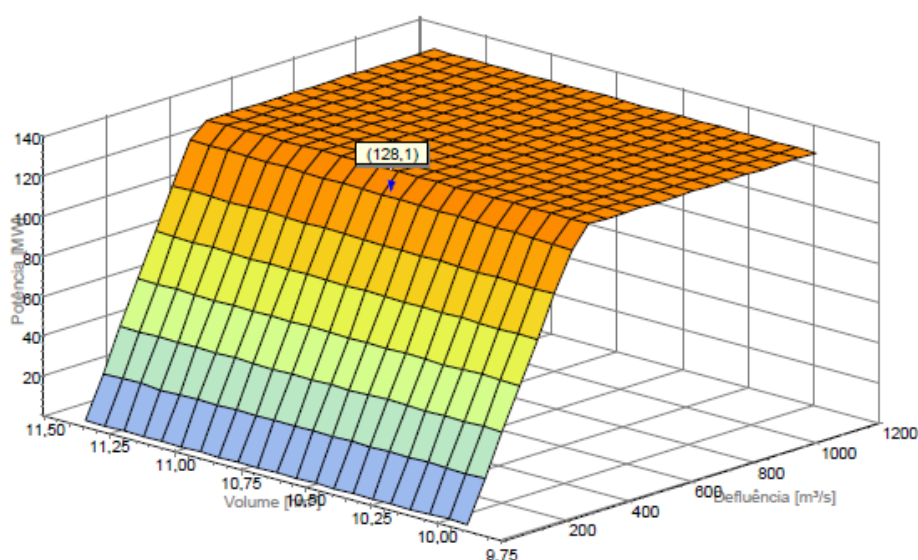
Tabela 5. 11 – Coeficiente do polinômio de vazão-nível jusante da usina Monte Claro

aPVNJ	bPVNJ	cPVNJ	dPVNJ	ePVNJ
6,744150E+01	5,020536E-03	-1,124509E-06	1,429860E-10	-6,933198E-15

Fonte: Adaptado Hydroexpert ®

A curva colina da usina, da onde foram extraídos os dados de produção da usina Monte Claro está apresentada no gráfico 5.12. Esta curva relaciona a capacidade de geração com a defluência e a altura de queda d'água a qual o conjunto gerador está submetido.

Gráfico 5. 12 – Vazões diárias da usina Monte Claro



Fonte: Hydroexpert ®



O próximo capítulo apresenta os dados de entrada, como histórico de geração do ONS, PLD horário e por patamar da CCEE e a garantia física da usina utilizados no estudo de caso.

### 5.2.2 Dados de entrada

A partir do histórico da operação disponível no banco de dados do ONS, foi tabulada a geração horária do agente entre os dias 18 e 22 de março de 2019. Este período foi escolhido pois, conforme consulta feita no banco de dados do Hydroexpert®, o mês de março é o que apresenta as menores vazões históricas para este reservatório.

As vazões diárias foram obtidas a partir do Boletim Diário da Operação, também disponível no site do ONS, conforme tabela 5.12.

Tabela 5. 12 – Vazões diárias da usina Monte Claro

<b>Dia</b>	<b>Vazões (m/s)</b>
18/03/2019	139
19/03/2019	228
20/03/2019	224
21/03/2019	212
22/03/2019	136

Fonte: Adaptado de ONS

Os preços praticados para esse período de análise foram obtidos a partir do site da CCEE, considerando que o agente opera no submercado sul e as divulgações do PLD semana-patamar e do PLD horário sombra para essa semana operativa. Esses dados estão apresentados na tabela 5.13.

A semana operativa do dia 18 de março de 2019 foi escolhida pois, de acordo com o banco de dados do *software Hydroexpert*®, este é o mês que apresenta a menor média histórica de vazões, ou seja, o mês de maior seca.

Neste período crítico, principalmente para uma usina a fio d'água, o agente terá a sua modulação exposta em uma granularidade horária, onde seus déficits e sobras serão valorados ao PLD calculado no mercado de curto prazo, ou seja, o preço da energia naquele momento.

Podemos ver na tabela 5.13 a variabilidade do PLD horário nas vinte e quatro horas do dia em relação ao PLD dado por patamar de carga.

Tabela 5. 13 – Vazões diárias da usina Monte Claro

Hora	Dia 18/03/2019			Dia 19/03/2019			Dia 20/03/2019		
	PLD Horário	PLD Patamar	Diferença	PLD Horário	PLD Patamar	Diferença	PLD Horário	PLD Patamar	Diferença
1	207,76	191,78	15,98	214,08	191,78	22,3	211,56	191,78	19,78
2	204,75	191,78	12,97	213,11	191,78	21,33	210,45	191,78	18,67
3	202,46	191,78	10,68	212,88	191,78	21,1	209,96	191,78	18,18
4	202,08	191,78	10,3	212,51	191,78	20,73	209,92	191,78	18,14
5	203,14	191,78	11,36	212,62	191,78	20,84	209,9	191,78	18,12
6	206,77	191,78	14,99	212,98	191,78	21,2	210,01	191,78	18,23
7	207,9	191,78	16,12	213,79	191,78	22,01	211,18	191,78	19,4
8	212,07	191,78	20,29	217,35	191,78	25,57	214,05	191,78	22,27
9	218,36	204,78	13,58	223,81	204,78	19,03	221,58	204,78	16,8
10	219,75	204,78	14,97	225,28	204,78	20,5	222,04	204,78	17,26
11	220,26	207,53	12,73	225,23	207,53	17,7	222,79	207,53	15,26
12	220,22	207,53	12,69	225,2	207,53	17,67	223,24	207,53	15,71
13	219,58	207,53	12,05	225,12	207,53	17,59	221,81	207,53	14,28
14	220,73	207,53	13,2	225,92	207,53	18,39	223,45	207,53	15,92
15	221,64	207,53	14,11	227,16	207,53	19,63	224,89	207,53	17,36
16	221,61	207,53	14,08	227,29	207,53	19,76	225,01	207,53	17,48
17	220,76	207,53	13,23	226,23	207,53	18,7	223,32	207,53	15,79
18	219,29	207,53	11,76	224,8	207,53	17,27	221,51	207,53	13,98
19	218,83	204,78	14,05	224,58	204,78	19,8	221,42	204,78	16,64
20	219,19	204,78	14,41	224,71	204,78	19,93	221,4	204,78	16,62
21	219,13	204,78	14,35	224,65	204,78	19,87	221,35	204,78	16,57
22	219,08	204,78	14,3	224,6	204,78	19,82	221,3	204,78	16,52
23	218,55	204,78	13,77	224,26	204,78	19,48	221	204,78	16,22
24	216,13	204,78	11,35	220,86	204,78	16,08	216,76	204,78	11,98

Fonte: Adaptado de CCEE

No dia 19 de março, quando a usina operava com vazão afluyente de 228 m<sup>3</sup>/s, o preço horário da energia chegou a R\$ 225,28 às 10h, ou seja, o maior valor observado no horizonte de estudo. Nessa mesma hora, o PLD patamarizado estava calculado em R\$ 204,78, portanto, uma diferença de R\$ 20,5 entre os dois modelos de precificação.

A tabela 5.14 mostra o histórico de geração da usina Monte Claro no horizonte de estudo considerado. Essas informações são reais e foram extraídas do site do ONS, em sua página de divulgação do histórico da operação do SIN.

A maior geração foi vista no dia 20 de março, com uma média de 77 MWh. Essa análise justifica o fato do PLD horário ter sido mais alto neste dia, assim como o PLD por patamar. Isso acontece pois, quanto maior a necessidade de geração, maior o custo da operação do sistema e, por consequência, maior o preço da energia elétrica naquele momento.

Tabela 5. 14 – Histórico de geração da usina Monte Claro

Hora	Geração em MWh				
	18.03.2019	19.03.2019	20.03.2019	21.03.2019	22.03.2019
1	50	120	70	67	55
2	50	120	70	67	51
3	50	101	80	67	26
4	41	87	81	69	26
5	2	57	81	72	26
6	0	46	81	73	26
7	0	47	94	73	26
8	0	65	98	73	26
9	16	86	95	73	26
10	25	90	94	73	26
11	25	75	94	72	31
12	25	75	91	72	40
13	25	75	84	70	46
14	34	74	72	70	52
15	46	62	69	75	58
16	50	61	69	76	58
17	50	61	69	76	58
18	50	61	65	76	58
19	55	61	65	76	58
20	62	61	65	76	58
21	64	63	65	76	58
22	82	69	65	76	58
23	119	69	65	76	58
24	122	69	66	76	58

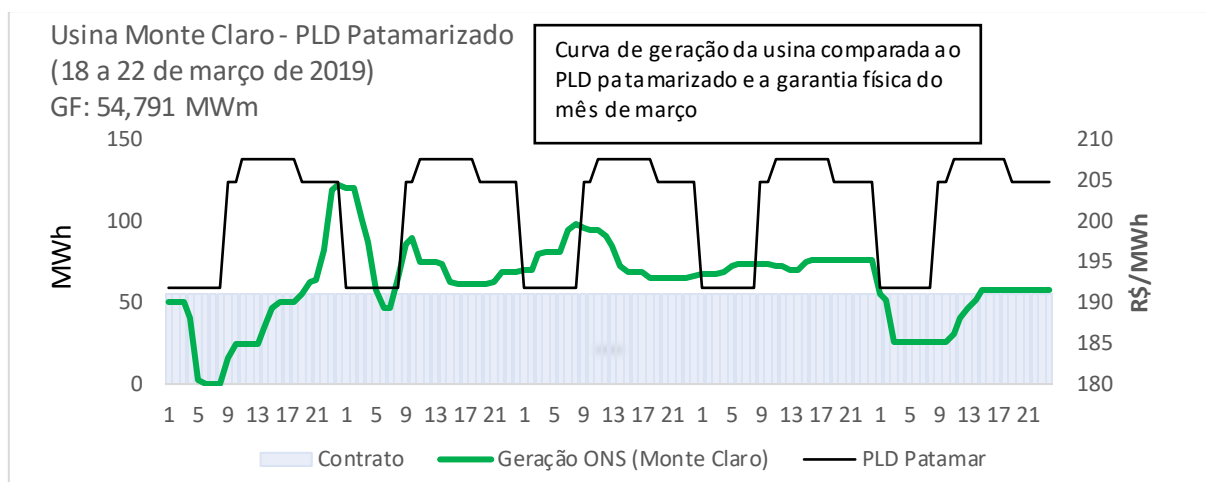
Fonte: Adaptado de ONS

A análise do despacho da usina comparada a curva de PLD por patamar será analisada no próximo capítulo.

### 5.2.3 Análise do Despacho da usina

O gráfico 5.13 apresenta a curva de geração da usina no período de 18 a 22 de março de 2019. Também são apresentadas a garantia física da usina e a curva de preço por patamar de carga dadas pela CCEE neste mesmo período.

Gráfico 5. 13 – Curva de geração da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

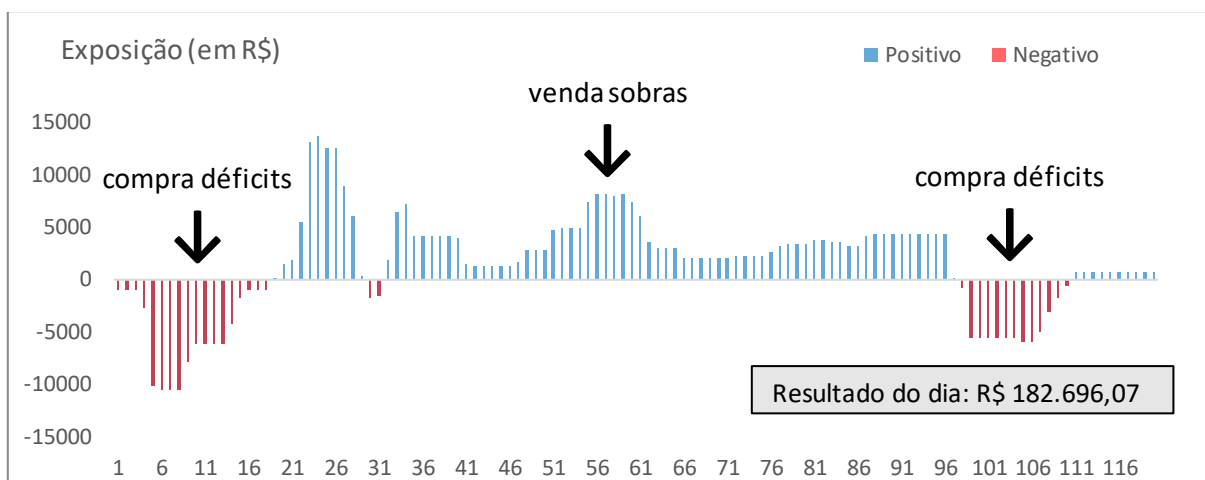
A garantia física da usina Monte Claro para esse período foi de 54,791 MWh médios, com base no Infomercado da CCEE do ano de 2019. O gráfico 5.14 mostra a exposição do agente nesse período analisado em relação a sua garantia física.

Os intervalos em vermelho apresentam momentos em que a usina teve exposição negativa. Já os intervalos em azul representam momentos em que a usina teve exposição positiva. Nessa semana operativa o agente teve mais sobras do que déficits, como podemos analisar pelo gráfico.

Como resultado da operação, a exposição do agente em relação a sua garantia física foi positiva de R\$ 182.696,07 com uma geração de 7.459 MWh ao final do quinto dia de operação.

O resultado é dado pela soma de todas as sobras e faltas que o agente apresentou no período analisado e pode ser reduzido a partir da metodologia utilizada neste trabalho.

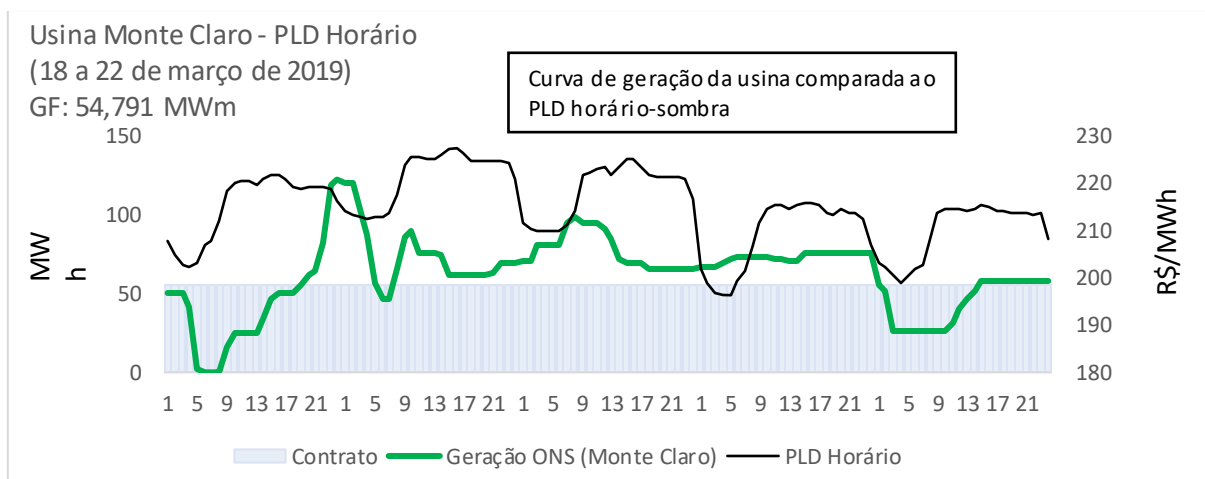
Gráfico 5. 14 – Curva de exposição da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 comparada ao PLD por patamar



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.15 apresenta a curva de geração do agente em relação ao PLD horário. Conforme observado anteriormente, a variabilidade do PLD horário ficou acima do PLD por patamar de carga em todas as horas.

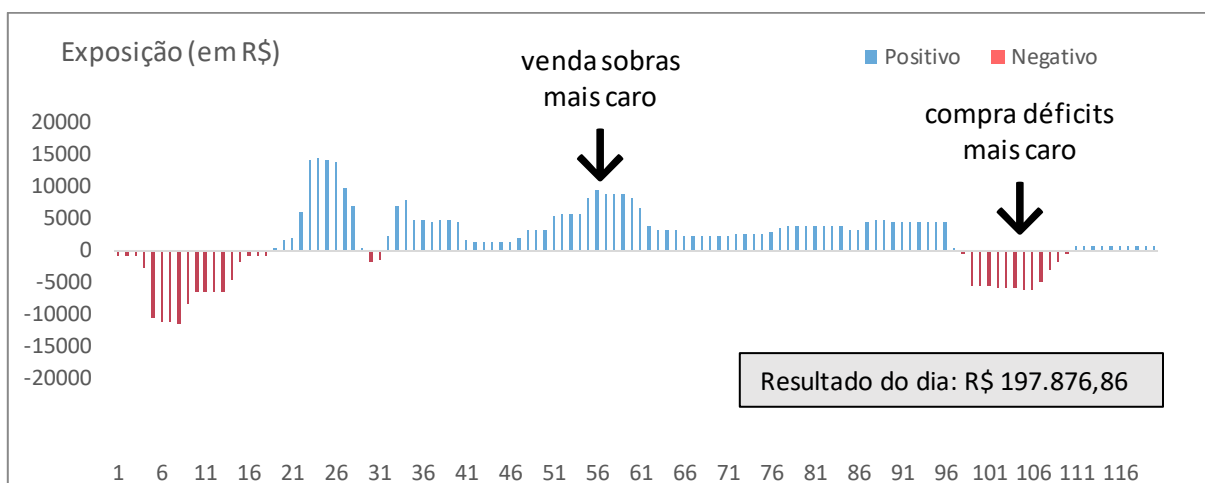
Gráfico 5. 15 - Curva de geração da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.16 apresenta a exposição do agente comparado ao cenário do PLD horário-sombra, caso esse já fosse considerado na liquidação financeira da CCEE no ano de 2019.

Gráfico 5. 16 – Curva de exposição da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 comparada ao PLD horário-sombra



Fonte: Elaborado pelo autor

Neste cenário, observou-se que o agente foi favorecido com o PLD horário pois, caso já estivesse exposto, estaria com um ganho ainda melhor em sua receita, cerca de 8% a mais do que a receita do cenário anterior. Este mesmo comportamento em relação ao PLD horário-sombra pode ser visto nos apêndices A e B, nos quais a usina Marimbondo ficou uma receita de R\$ 4.823.569,40 ou de 22% maior.

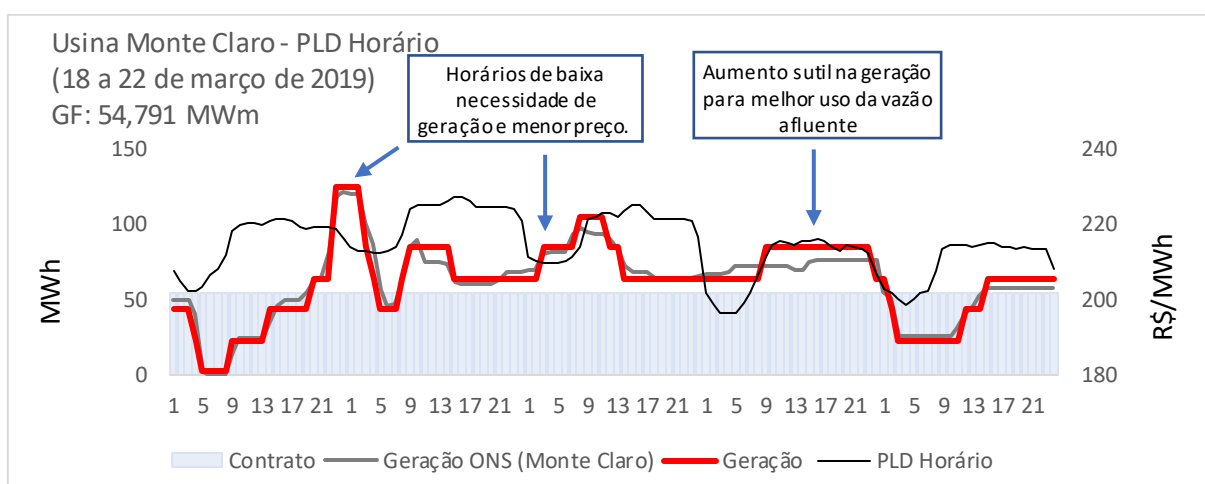
O valor das sobras da usina Monte Claro, ao final do quinto dia de operação calculado foi de R\$ 197.876,86 com o mesmo total de geração de 7.459 MWh ao final do quinto dia.

#### 5.2.4 Ajuste do despacho ao PLD horário

Através da aplicação da metodologia, foi realizada uma sutil alteração no despacho da usina. Observa-se na nova curva simulada na cor vermelha no gráfico 5.17. No primeiro dia, no início da madrugada a usina estava com gerando abaixo da garantia física e deixou de gerar no meio da madrugada. A partir das 8h, a usina aumentou gradativamente a geração até chegar no seu pico de 124,8 MWh às vinte e

três horas. Como nesse mesmo dia a vazão afluyente foi de 139 m<sup>3</sup>/s, houve vertimento a partir das oito horas do dia 18 de março até o início da madrugada do dia 19 de março. No segundo dia, com vazão afluyente de 228 m<sup>3</sup>/s, percebeu-se um aumento da geração nas primeiras horas do dia, porém novamente o vertimento que iniciou às vinte horas do dia 19 de março. A modulação nos dias 20 e 21 de março seguiu acima da garantia física. Já no dia 22 de março, nota-se uma queda considerável da geração, possivelmente em razão da curva de preço por patamar, que nesse momento estava em um vale mais negativo do dia.

Gráfico 5. 17 – Curva ajustada ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019

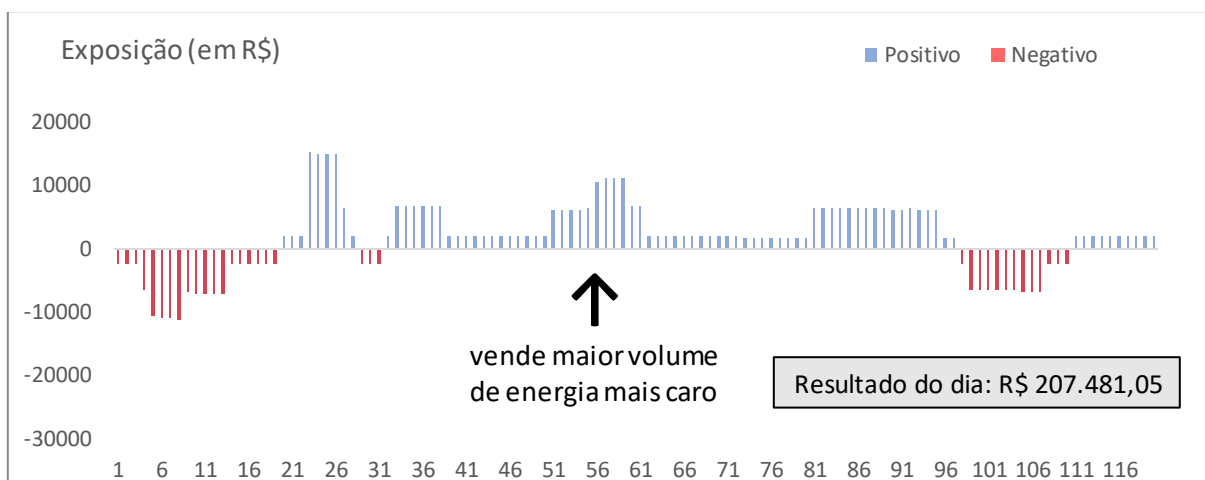


Fonte: Elaborado pelo autor

A solução aplicada aumentou a receita do agente em R\$ 9.604,19, porém observa-se pelo gráfico 5.19 que o agente apresentou vertimento nos cinco dias de operação, o que nos leva para a necessidade de reavaliar a modulação com o objetivo de um melhor aproveitamento da vazão afluyente e redução da exposição na liquidação financeira.

Pode-se ver, pelo gráfico 5.19, que o vertimento do agente foi diário. A final do quinto dia de operação foi de 42,75 hm<sup>3</sup>, ou seja, um volume muito elevado de água que foi desperdiçada.

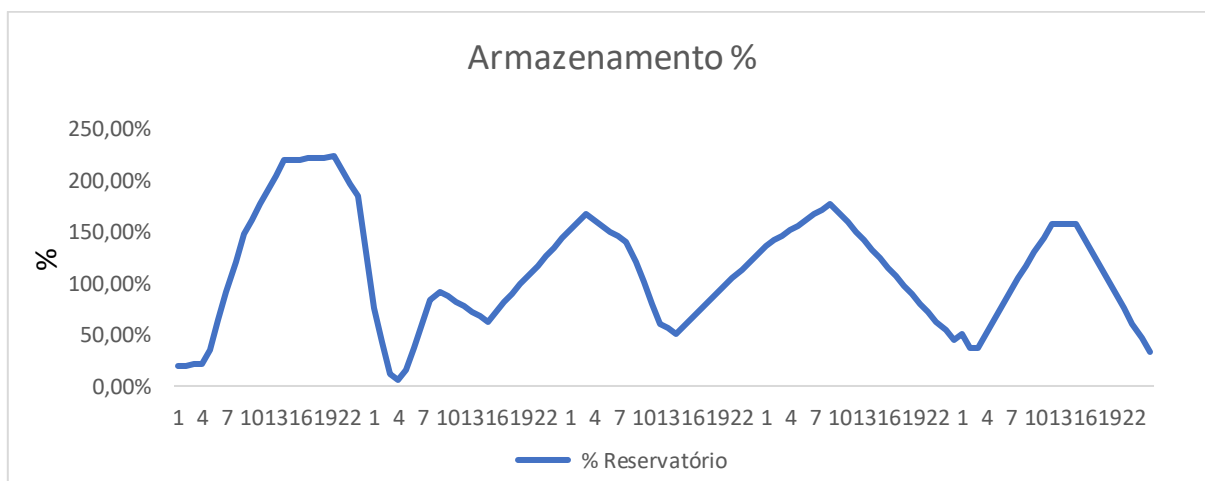
Gráfico 5. 18 – Curva de exposição ajustada ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.19 mostra o instante em que o reservatório da usina Monte Claro apresentou vertimento em todos os dias da semana operativa.

Gráfico 5. 19 – Análise do reservatório da usina Monte Claro ajustada ao PLD horário-sombra de 18 a 22 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

Neste cenário de geração, muito parecido com a geração original, o agente apresentou vertimento em todos os dias de operação. Ao final do quinto dia, o vertimento ficou avaliado em 42,75 hm<sup>3</sup> de água desperdiçados. Para melhorar o



aproveitamento do agente, no próximo capítulo será desenvolvida uma nova estratégia de despacho.

#### 5.2.5 Ajuste do despacho ao PLD horário sem vertimento

De modo a aumentar o aproveitamento hidrelétrico da usina e a receita ao final do planejamento, realizou-se uma antecipação da geração no terceiro dia para evitar vertimento.

No gráfico 5.20, considerou-se a antecipação do despacho para às duas horas do primeiro dia de operação com vazão afluente de 139 m<sup>3</sup>/s. Essa alteração evitou o vertimento e a geração de energia acima da garantia física em momentos de preço mais alto e no horário de ponta. No dia 19 de março, segundo dia de operação e com vazão afluente de 228 m<sup>3</sup>/s, foi possível manter a geração acima da garantia física durante todo o dia com um ganho ainda maior no horário de ponta.

Como o reservatório da usina Monte Claro operou com vazão alta entre os dias 19 e 21 de março, tornou-se necessário aumentar a geração na madrugada do dia 19. No dia 20 de março, a geração foi reduzida na madrugada, porém atingiu seu pico às 15 horas, e se manteve superação original da usina até o início da madrugada do dia 21 de março.

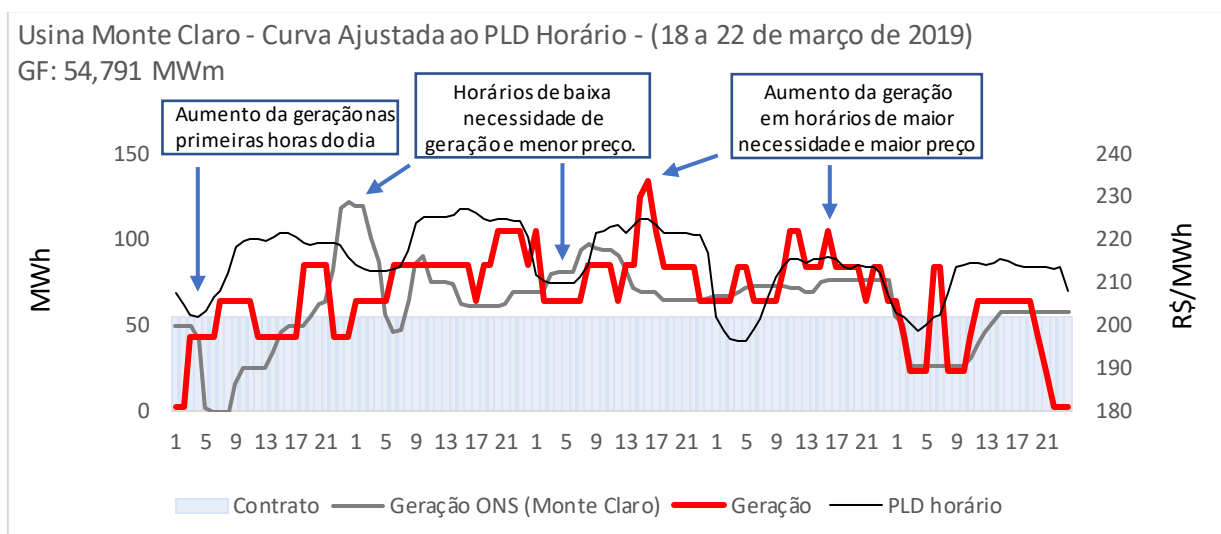
No dia 20 de março, a estratégia foi reduzir a geração durante a madrugada e fazer a compensação a partir do meio da tarde, com o pico de geração no momento de preço horário mais alto.

Para o dia 21 de março, aumentou-se a modulação consideravelmente para fazer o aproveitamento da vazão disponível de 212 m<sup>3</sup>/s. No último dia de operação, como o dia iniciou com vazão afluente de 136 m<sup>3</sup>/s e 50% do reservatório, foi possível aumentar a modulação ao raiar do dia para evitar vertimento.

Nas próximas horas, a geração seguiu acima da garantia física até o início do horário de ponta e foi a zero às vinte e duas horas para manter o volume útil do reservatório até o fim do dia.

A geração total da usina, neste cenário, foi de 8156,52 MWh, enquanto no cenário original a usina havia gerado 7459 MWh. Com essas alterações, obteve-se um ganho de 77% em relação a curva de geração original da usina.

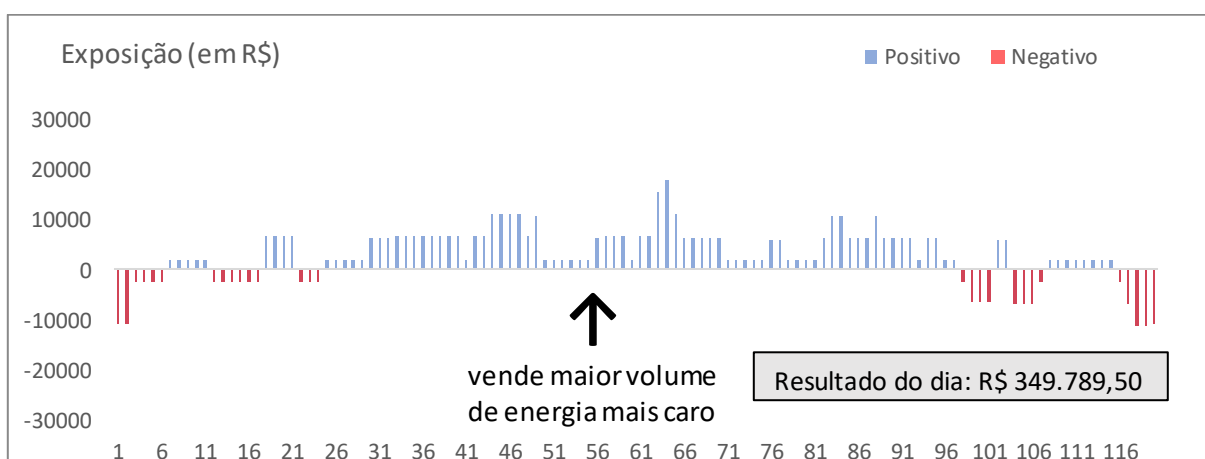
Gráfico 5. 20 - Novo cenário ajustado ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 para evitar vertimento



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme o gráfico 5.20, observamos que a estratégia de antecipar a geração no primeiro otimizou o aproveitamento da afluência assim como a receita do agente. Além disso, essa estratégia foi repetida nos próximos dias e, de modo geral, a usina ficou acima da média da garantia física durante os dias analisados e aumentou a receita ao final do horizonte de estudo. No gráfico 5.21, podemos ver que a receita do agente ficou em R\$ 349.789,50, um aumento de 77% em relação a curva de geração real comparada ao PLD horário.

Gráfico 5. 21 – Novo cenário de exposição ao PLD horário-sombra da usina Monte Claro de 18 a 22 de março de 2019 para evitar vertimento

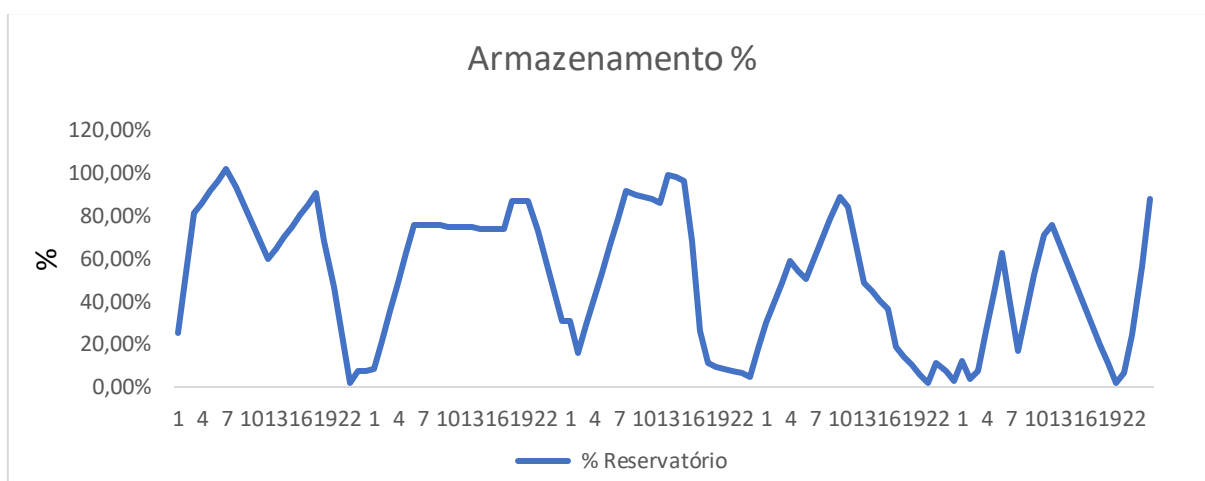


Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico 5.22 mostra a curva de armazenamento do reservatório no estudo. Observa-se pelo gráfico que os vales mais negativos no volume de água aconteceram após os picos de geração, normalmente no horário de ponta. Como a usina Monte Claro tem operação a fio d'água, faz-se necessário despachar em certas horas do dia em que a demanda é baixa. No entanto, a estratégia permitiu um aumento expressivo da receita e a otimização do uso da água sem causar vertimentos.

Outro cenário de aumento da receita sem vertimento pode ser visto nos apêndices C e D, nos quais a usina Marimbondo teve um ganho de R\$ 116.693,13 ou 2,4% maior que no cenário da curva de geração original comparada ao PLD horário-sombra.

Gráfico 5. 22 – Novo cenário de análise do reservatório da usina Monte Claro ajustada ao PLD horário-sombra de 18 a 22 de março de 2019



Fonte: Elaborado pelo autor

Neste cenário de ajuste ao PLD horário, a estratégia permitiu um aumento expressivo da receita em 77% e evitou o desperdício de 42,75 hm<sup>3</sup> de água.

### 5.3 Resumo de resultados

A partir das análises realizadas, verificou-se que a metodologia utilizada é capaz de auxiliar no planejamento estratégico de agentes hidrelétricos. Através dos estudos, as melhores soluções para os agentes dos pontos de vista técnico e

econômico. Os resultados obtidos na pesquisa, de forma resumida, estão apresentados nos itens 5.3.1 e 5.3.2.

### 5.3.1 Resumo de resultados usina 1

A tabela 5.15 ilustra os resultados obtidos e apresentados no capítulo 5 para a usina 14 de Julho. A primeira linha da tabela ilustra o resultado da geração do agente exposto ao PLD por patamar de carga. Na segunda linha da tabela, nota-se o resultado da geração em relação ao PLD horário, ou seja, o resultado mais negativo de todos os cenários que chegou em -R\$ 677.084,43.

Tabela 5. 15 – Resumo do estudo de caso usina 14 de Julho

	Usina 14 de Julho			
	Geração (MWh)	Receita (R\$)	R\$/MWh	Vertimento (hm <sup>3</sup> )
<b>PLD semana-patamar</b>	3180	- 611.632,29	- 192,34	-
<b>PLD Horário</b>	3180	- 677.084,43	- 212,92	-
<b>Ajuste ao PLD horário</b>	3913,54	- 444.892,87	- 113,68	1,134
<b>Otimização do ajuste PLD horário</b>	4007,25	- 418.020,92	- 104,32	0

Fonte: Elaborado pelo autor

Na terceira linha da tabela, apresenta-se os resultados para o primeiro ajuste de despacho. Neste caso, a exposição do agente foi reduzida em 34,3%, porém houve vertimento durante 3 horas de um volume total de água de 1,134 hm<sup>3</sup> que iniciou às 11h do dia 06 de março.

Já na última linha da tabela, observa-se a melhor solução apresentada para o agente. Neste caso, além de eliminar o vertimento ocorrido no dia 6 de março, reduziu-se o déficit do agente em R\$ 259.063,50 em relação ao PLD horário-sombra, ou seja, um ganho de 38,3% ao final do horizonte de simulação.

### 5.3.2 Resumo de resultados usina 2

A tabela 5.16 ilustra os resultados obtidos e apresentados no capítulo 5 para usina Monte Claro. A primeira linha da tabela ilustra o resultado da geração do agente exposto ao PLD por patamar de carga. Na segunda linha da tabela, como pode-se observar, o agente foi favorecido com sua curva de geração comparada ao PLD horário-sombra.

Tabela 5. 16 – Resumo do estudo de caso usina Monte Claro

	Usina Monte Claro			
	Geração (MWh)	Receita (R\$)	R\$/MWh	Vertimento (hm <sup>3</sup> )
<b>PLD patamarizado</b>	7459	182.696,07	24,49	-
<b>PLD Horário</b>	7459	197.876,86	26,53	-
<b>Ajuste ao PLD horário</b>	7459,158	207.481,05	27,82	42,75
<b>Otimização do ajuste PLD horário</b>	8156,52	349.789,50	42,88	0

Fonte: Elaborado pelo autor

Na terceira linha da tabela, apresenta-se os resultados para o primeiro ajuste de despacho. Neste caso, a exposição do agente foi de R\$ 207.481,05, ou seja, um ganho de 4,8%, porém houve vertimento diário que representa um volume total de 42,75 hm<sup>3</sup> de água ao final do horizonte de planejamento.

Já na última linha da tabela, observa-se a melhor solução apresentada para o agente. Neste caso, além de eliminar o vertimento, aumentou-se a receita do agente a receita do agente em R\$ 151.912,64 em relação ao PLD horário-sombra, ou seja, um ganho de 77% ao final do horizonte de simulação.

## 6 CONCLUSÕES

Abordou-se neste trabalho os principais aspectos técnicos do mercado de energia elétrica e os seus ambientes de contratação, tendo como base a análise de agentes geradores hidrelétricos que vendem energia elétrica para consumidores livres no mercado de curto prazo. O trabalho foi motivado pela importância desse mercado para o desenvolvimento do país e pelo seu potencial de expansão para os próximos anos.

O objetivo principal foi desenvolver uma metodologia de planejamento para hidrelétricas capaz de permitir a análise dos impactos técnicos e econômicos em suas curvas de geração causados pela entrada do PLD horário nas liquidações financeiras da CCEE no ano de 2021.

Para alcançar este objetivo, desenvolveu-se uma metodologia de despacho que utiliza dados do reservatório, curvas de produção das usinas e os polinômios de cota-volume e de vazão nível-jusante extraídos do *software* Hydroexpert ®. As análises foram feitas com um conjunto de dados reais dos agentes divulgados pelo ONS e CCEE. O conjunto de dados de entrada consiste em: curva de geração da usina, garantia física mensal, vazões afluentes para os reservatórios, PLD semana patamar e PLD horário sombra.

A metodologia apresentada possibilita o planejamento hidrelétrico com granularidade horária. A análise associa a capacidade de geração da usina com a defluência e o nível do reservatório. Para isso, o sistema busca, na curva de produção original da usina, a potência gerada para um determinado estágio de planejamento. Dentro do *software* Excel ® são parametrizados os dados técnicos da usina, sendo necessário que o usuário defina a geração horária e analise o impacto no reservatório. Caso não exista possibilidade de vertimento, o agente pode tomar uma decisão baseada no preço do mercado. Caso a usina não apresente vertimento no horizonte de simulação e o preço seja atrativo, o agente pode ser despachado.

Com o emprego da metodologia foi possível obter um modelo que apresentou boa aproximação de valores reais de geração de energia elétrica gerados comparados ao histórico de geração do banco de dados do ONS. A partir das simulações, pôde-se demonstrar os impactos técnicos e econômicos do PLD horário sombra para os agentes geradores. Também verificou-se que o preço horário nem sempre desfavorece o agente, pois um dos estudos mostra a receita ainda maior para a usina

hidrelétrica neste cenário. Para os casos estudados, através do ajuste ao PLD horário, pôde-se anular o vertimento dos reservatório e provisionar a geração para horários em que o preço estava mais alto e houve maior necessidade.

Destaca-se, por fim, a contribuição dessa pesquisa para o entendimento da implementação do preço horário no mercado de energia e seus impactos, principalmente para agentes geradores que tem capacidade de controlar a sua geração. A metodologia se torna muito útil para o caso de PCH's que possuem despacho descentralizado e vendem energia incentivada no mercado livre. Estas usinas podem adequar seus contratos e também seu despacho através da metodologia de planejamento hidrelétrico desenvolvida neste trabalho.

### **6.1 Sugestões de continuidade**

Através dos resultados obtidos neste trabalho, conclui-se que este é possível contribuir com os agentes de geração na análise dos impactos técnicos e econômicos causados com implementação do PLD horário. Dessa forma, sugere-se as seguintes possibilidades de continuidade do trabalho:

- Implementar uma ferramenta automática que realize a programação horária do despacho, encontrando a melhor curva de geração para o agente considerando os dados de entrada utilizados na metodologia deste trabalho;
- Aprofundar o estudo do comportamento do PLD horário e avaliar a possibilidade de vincular o despacho da usina à curva de carga dos agentes consumidores que compram energia de fontes incentivadas no mercado livre;
- Realizar uma análise dos impactos do PLD para outras fontes de geração, principalmente incentivadas como eólica e solar, e como poderão adequar suas estratégias de operação quando expostos a preços mais baixos em horários de maior capacidade de geração;
- Integrar na metodologia a geração de outras fontes, como a solar, compondo um arranjo híbrido para suprir a geração em horários de baixa vazão afluente e de baixo nível de reservatório.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **País tem 68,6 milhões de unidades consumidoras de energia.** 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/pais-tem-68-6-milhoes-de-unidades-consumidoras-de-energia/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/pais-tem-68-6-milhoes-de-unidades-consumidoras-de-energia/656877?inheritRedirect=false)> Acesso em: 10 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Capacidade de Geração do Brasil.** 2019. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 20 ago. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 414. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>> Acesso em: 26 set. 2019.

ALUPAR. **Modelo Institucional do setor elétrico brasileiro.** 2017. Disponível em: <<http://ri.alupar.com.br/a-companhia/setor-eletrico-brasileiro/>> Acesso em: 20 set. 2019.

AMBIENTE ENERGIA. **PROINFA: Como o programa de incentivo às fontes alternativas de energia impacta na sua fatura de energia.** 2018. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2018/11/proinfa-como-o-programa-de-incentivo-fontes-alternativas-de-energia-impacta-na-sua-fatura-de-energia/35147>> Acesso em: 15 out. 2019.

ARRANDANET. **Ampliação do mercado livre: os benefícios e os muitos cuidados necessários.** 2019. Disponível em: <[http://www.arandanet.com.br/revista/em/materia/2019/06/19/ampliacao\\_do\\_mercado\\_livre.html](http://www.arandanet.com.br/revista/em/materia/2019/06/19/ampliacao_do_mercado_livre.html)> Acesso em: 10 out. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Energia: portabilidade pode gerar R\$ 12 bi de economia.** 2019. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/2019/06/energia-portabilidade-pode-gerar-r-12-bi-de-economia-3/>>. Acesso em: 03 ago. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA. **As PCHs.** 2019. Disponível em: <<https://www.abragel.org.br/as-pchs/>> Acesso em: 01 dez. 2019.

AS USINAS HIDRELÉTRICAS. 2010. Disponível em: <[https://www.ufjf.br/andre\\_marcato/files/2010/06/Apostila-Parte-II.pdf](https://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Apostila-Parte-II.pdf)> Acesso em: 01 set. 2020.

CAMARGO G. M. **Análise comparativa de sete normas técnicas de fornecimento de energia elétrica em tensão secundária para unidades individuais na região sudeste.** Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Guaratinguetá, 2017.



CABRAL, S. R.; SACCHI, R.; HANSEN, P.; LEME, H.; ROSA, C. S. F. L.; MACIEL, D.; BARROSO, L.; LOBATO, C. V. M. **GESTÃO DE RISCO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA: SITUAÇÃO ATUAL E PROPOSTA DE MELHORES PRÁTICAS**. Rio de Janeiro, 2015. 24 p.

CANAL ENERGIA. **Mercado livre de energia chega à maioria no Brasil projetando ganhos com abertura**. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53108396/mercado-livre-chega-a-maioridade-no-brasil-projetando-ganhos-com-abertura>> Acesso em: 05 ago. 2019.

CCEE, CÂMARA DE COMÉRCIO DE ELETRICIDADE, **Contratos**. 2008 Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_054267](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_054267)> Acesso em: 03 out. 2019.

CCEE, CÂMARA DE COMÉRCIO DE ELETRICIDADE, **Penalidades**. 2008 Disponível em: < [http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_DOC\\_014889](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_DOC_014889)> Acesso em: 15 nov. 2019.

CEPEL, CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. 2018 Disponível em: <<http://www.cepel.br/es/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>> Acesso em: 17 nov. 2020.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **Visão geral do setor de energia elétrica**. 2019. Disponível em: <<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=TZYv6hpvAIOzJ60ZTtVFvQ>> ==> Acesso em: 01 set. 2019.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Demanda**. 2019. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FF5EAD992942579F903257EBB0042F764>> Acesso em: 25 set. 2019.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. **O que é energia reativa?**. 2019. Disponível em: <<http://servicos.coelba.com.br/comercial-industrial/Pages/energia-reactiva.aspx>> Acesso em: 30 set. 2019

COSTA, R. C. e E. C. Pierobon. **Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e dos Resultados**. 2008. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2438/1/BS%2027%20Leil%c3%a3o%20de%20energia%20nova\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2438/1/BS%2027%20Leil%c3%a3o%20de%20energia%20nova_P.pdf)> Acesso em: 20 nov. 2019.

CRUZ R. R. A. **Gerenciamento de energia elétrica para otimizar a qualidade e a eficiência energética de grandes consumidores**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Paraíba, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, João Pessoa, 2014.

GRUPO DE GESTÃO EFICIENTE DE ENERGIA. **Grupo de gestão eficiente de energia**. 2017. Disponível em: <<http://grugeen.eng.br/o-que-e-o-pld-preco-de-liquidacao-das-diferencas/#comments>> Acesso em: 05 ago. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Preço horário: implementação é aprovada.** 2019. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada)> Acesso em: 07 ago. 2019.

ENERGISA. **Entenda o que mudou e como funciona as regras que ampliaram desconto na Tusd/Tust.** 2017. Disponível em: <<http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/noticia.aspx?id=683>> Acesso em: 17 out. 2019.

ENGIE. **Cadeia comercial: diferentes ambientes para aquisição de energia elétrica pelo consumidor.** 2019. Disponível em: <<https://minhaenergialivre.com.br/cadeia-comercial-diferentes-ambientes-para-aquisicao-de-energia-eletrica-pelo-consumidor/>> Acesso em: 20 out. 2019.

FILHO, Mamede João. **Instalações Elétricas Industriais.** 8 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

HIDROENERGIA. **O que é uma CGH (Central Geradora Hidrelétrica)?** 2018. Disponível em: <<https://www.hidroenergia.com.br/o-que-e-uma-cgh-central-geradora-hidreletrica/>> Acesso em: 25 ago. 2019.

JUS. **Compra e venda de energia elétrica.** 2011. Disponível em: <<https://jus.com.br/artigos/19455/compra-e-venda-de-energia-eletrica>> Acesso em: 15 set. 2019.

MIGUEL, F. K. e RAMOS, D. S. **Analysis of PROINFA Power Plants Portfolio from the Perspective of Markowitz.** 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8015048>> Acesso em: 20 nov. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **A ANP.** 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/entidades-vinculadas-e-afins/anp>> Acesso em: 21 set. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **CNPE.** 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>> Acesso em: 22 set. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA DO SISTEMA ELÉTRICA. **Mapa dinâmico do SIN.** 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>> Acesso em: 05 set. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA DO SISTEMA ELÉTRICA. **Entenda o que muda no ONS com a entrada em operação do DESSEM em janeiro de 2020.** 2019. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190807\\_oquemudacomodessem.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190807_oquemudacomodessem.aspx)> Acesso em 23 nov. 2019.

O SETOR ELÉTRICO. **Formas de contratação de fornecimento de energia elétrica.** 2010. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/formas-de-contratacao-de-fornecimento-de-energia-eletrica/>> Acesso em: 04 out. 2019.

PALOMINO, J. M. G. **Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação Livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes.** Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2009.

PEREIRA, G. e LAWSON, A. **Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira.** 2017. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/20398/Coluna%20Opini%20Fevereiro%20-%20Termeletricas%20-%20Andre%20e%20Guilherme.pdf?sequence=1&isAllowed=y>> Acesso em: 15 out. 2019.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Geração de Energia Elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

WEG. **Manual para correção do fator de potência.** 2017. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hea/h8b/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf/>> Acesso em: 01 out. 2019.

## ANEXO A – REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DA CCEE PARA ENERGIA INCENTIVADA E CONVENCIONAL

(a) O Agente Vendedor de Energia poderá optar em atuar na Comercialização de quaisquer tipos de energia, conforme descritos no fundamento conceitual 2.3.1, e deverá fazê-lo por meio de Agentes Vinculados, um para cada tipo de energia e nível de Desconto, conforme o Procedimento de Comercialização PdC AM.12 – Representação Contábil de Agentes, nas seguintes condições:

Se o Agente representar Ativos de geração incentivada especial com 100% de Desconto na TUST/TUSD de Agentes com participação facultativa na CCEE, sua atuação se fará necessariamente através de Agente Gerador Vinculado Incentivado Especial com 100% de Desconto na TUST/TUSD;

Se o Agente representar Ativos de geração incentivada especial com 50% de Desconto na TUST/TUSD de Agentes com participação facultativa na CCEE, sua atuação se fará necessariamente através de Agente Gerador Vinculado Incentivado Especial com 50% de Desconto na TUST/TUSD;

Se o Agente representar Ativos de geração incentivada de cogeração qualificada com 100% de Desconto na TUST/TUSD de Agentes com participação facultativa na CCEE, sua atuação se fará necessariamente através de Agente Gerador Vinculado Incentivado de Cogeração Qualificada com 100% de Desconto na TUST/TUSD;

Se o Agente representar Ativos de geração incentivada de cogeração qualificada com 50% de Desconto na TUST/TUSD de Agentes com participação facultativa na CCEE, sua atuação se fará necessariamente através de Agente Gerador Vinculado Incentivado de Cogeração Qualificada com 50% de Desconto na TUST/TUSD;

Se o Agente representar Ativos de geração convencional especial, sua atuação se fará necessariamente através de Agente Gerador Vinculado Convencional Especial;

Se o Agente representar apenas Ativos de geração de energia convencional, mas optar pela comercialização de outros tipos de energia, o mesmo deverá registrar Agentes Vinculados específicos, conforme o tipo da Energia Comercializada e o nível de Desconto.

(b) O Agente Consumidor Livre ou Consumidor Especial, que optar por garantir o Desconto na TUST/TUSD individualizada para cada unidade consumidora ou conjunto de Unidades Consumidoras, por meio de Contratos de Comercialização de Energia Incentivada de 50% e/ou 100% de Desconto na TUST/TUSD, deverá fazê-lo através de Agente Vinculado específico, para cada unidade consumidora ou conjunto de Unidades Consumidoras, conforme o Procedimento de Comercialização PdC AM.12 – Representação Contábil de Agentes.

(c) O Agente Autoprodutor deverá cadastrar todas as suas Unidades Consumidoras, Especial ou não, no Perfil de Consumo, “r”, do seu Agente Principal. (d) O Agente Autoprodutor que optar pela comercialização de outros tipos de energia, deverá registrar Agentes Vinculados específicos, conforme o tipo da Energia Comercializada e

o nível de Desconto. (e) É permitido aos Agentes da Categoria de Comercialização e da Classe dos Comercializadores, a comercialização de quaisquer tipos de energia, e para tal, deverá registrar Agentes Vinculados específicos, conforme o tipo da Energia Comercializada e o nível de Desconto.

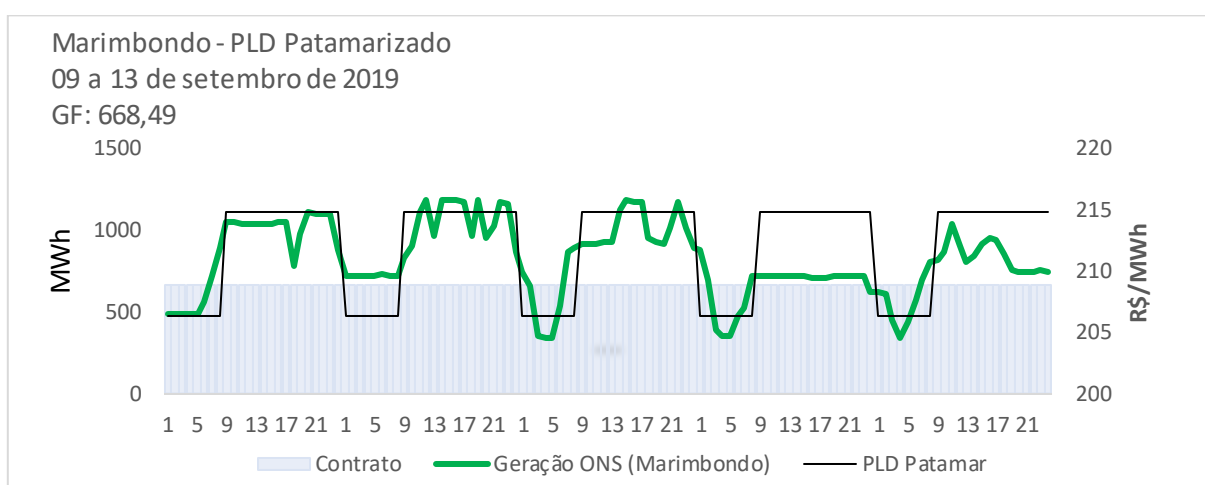
(d) O Agente Autoprodutor que optar pela comercialização de outros tipos de energia, deverá registrar Agentes Vinculados específicos, conforme o tipo da Energia Comercializada e o nível de Desconto.

(e) É permitido aos Agentes da Categoria de Comercialização e da Classe dos Comercializadores, a comercialização de quaisquer tipos de energia, e para tal, deverá registrar Agentes Vinculados específicos, conforme o tipo da Energia Comercializada e o nível de Desconto.

## APÊNDICE A – ANÁLISE DO DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD SEMANA-PATAMAR NO PERÍODO DE 09/09/2019 a 13/09/2019

Nesse apêndice são apresentados os gráficos da curva de geração e exposição do agente em comparação ao PLD semana patamar. O gráfico A-1 apresenta a curva de geração conforme histórico do ONS entre os dias 09/09/2019 e 13/09/2019.

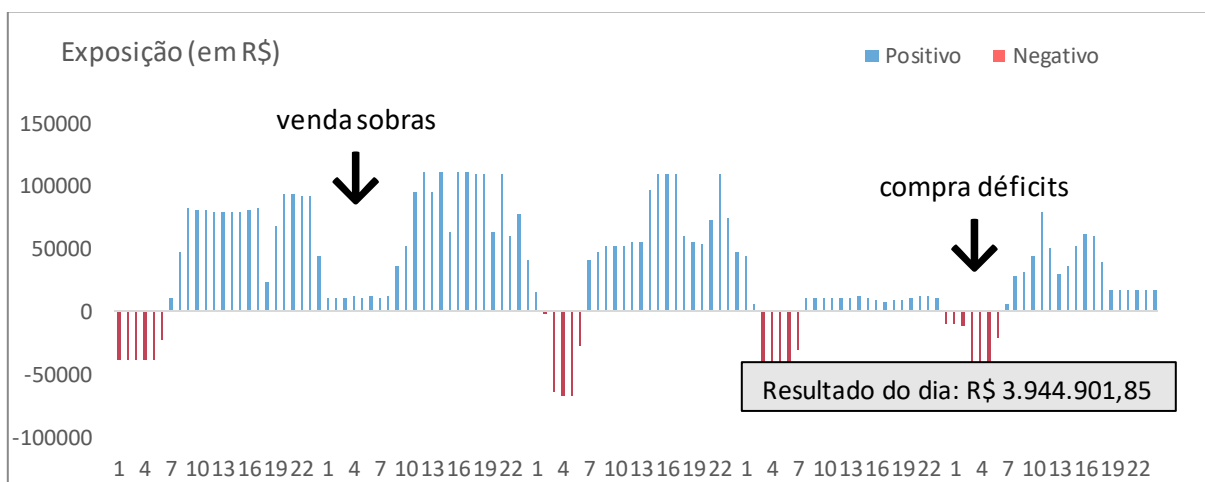
Gráfico A - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por patamar



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico A-2 apresenta a exposição do agente entre os dias 09/09/2019 e 13/09/2019 quando exposto ao PLD por patamar.

Gráfico A - 2 – Gráfico de exposição da usina comparada ao PLD por patamar

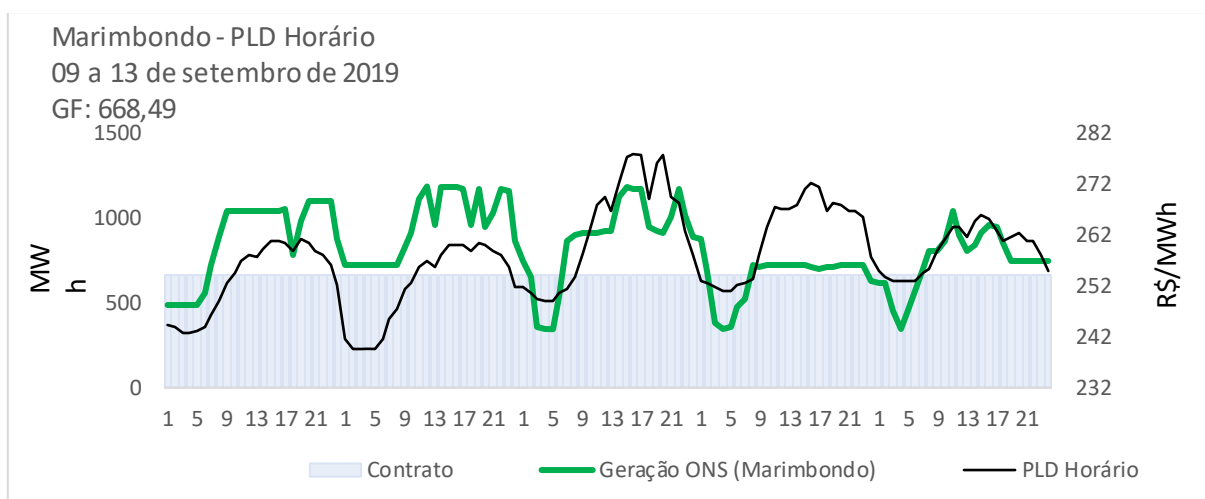


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE B – ANÁLISE DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019

Nesse apêndice são apresentados os gráficos da curva de geração e a exposição do agente em comparação ao PLD horário. O gráfico B-1 apresenta a curva de geração conforme histórico do ONS entre os dias 09/09/2019 e 13/09/2019.

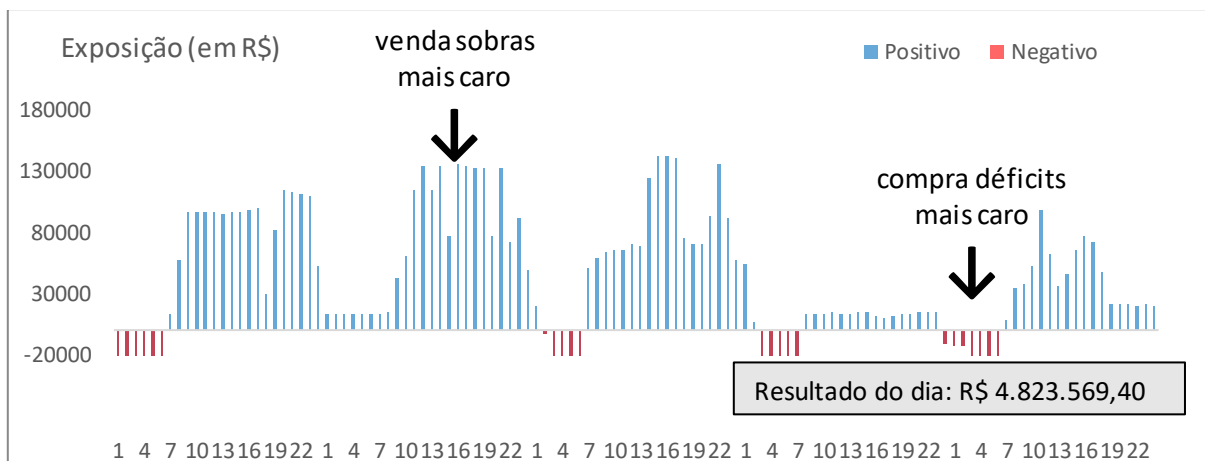
Gráfico B - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por horário



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico B-2 apresenta a exposição do agente entre os dias 09/09/2019 e 13/09/2019 quando exposto ao PLD horário sombra.

Gráfico B - 2 – Gráfico de exposição da usina comparado ao PLD horário

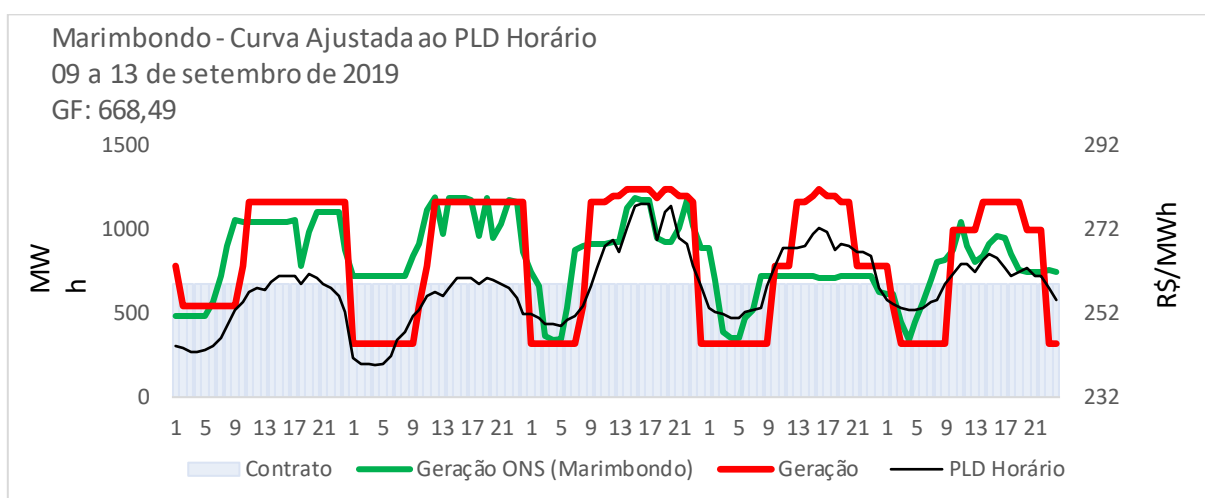


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE C – ANÁLISE DE DESPACHO DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) AJUSTADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019

Nesse apêndice são apresentados os gráficos da curva de geração ajustada ao PLD horário e a exposição do agente em comparação ao PLD horário. O gráfico C-1 apresenta a curva de geração conforme histórico do ONS entre os dias 09/09/2019 e 13/09/2019.

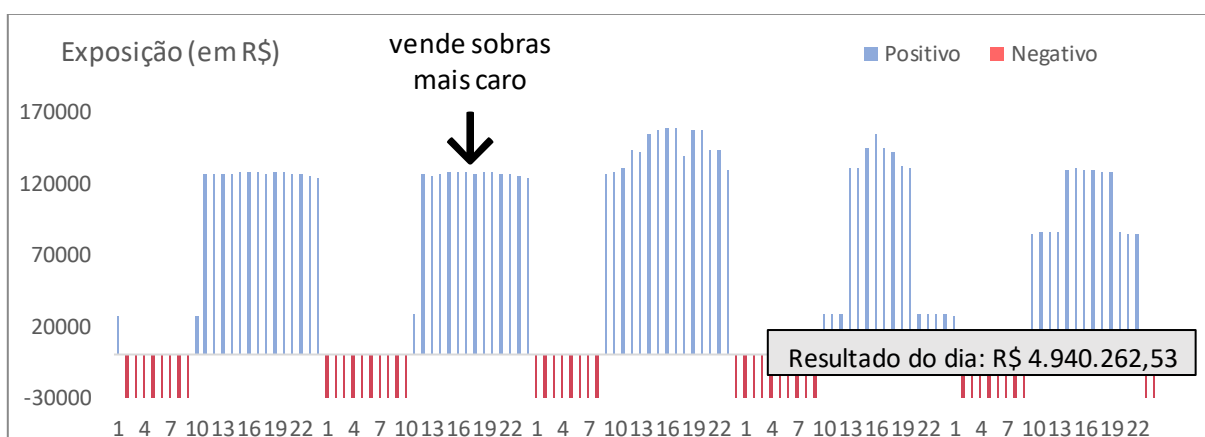
Gráfico C - 1– Gráfico de geração ajustada da usina comparada ao PLD por horário



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico C-2 apresenta a exposição do agente entre os dias 09/09/2019 e 13/09/2019 quando exposto ao PLD horário sombra com a curva de geração ajustada.

Gráfico C - 2– Gráfico de exposição da usina com geração ajustada ao PLD horário



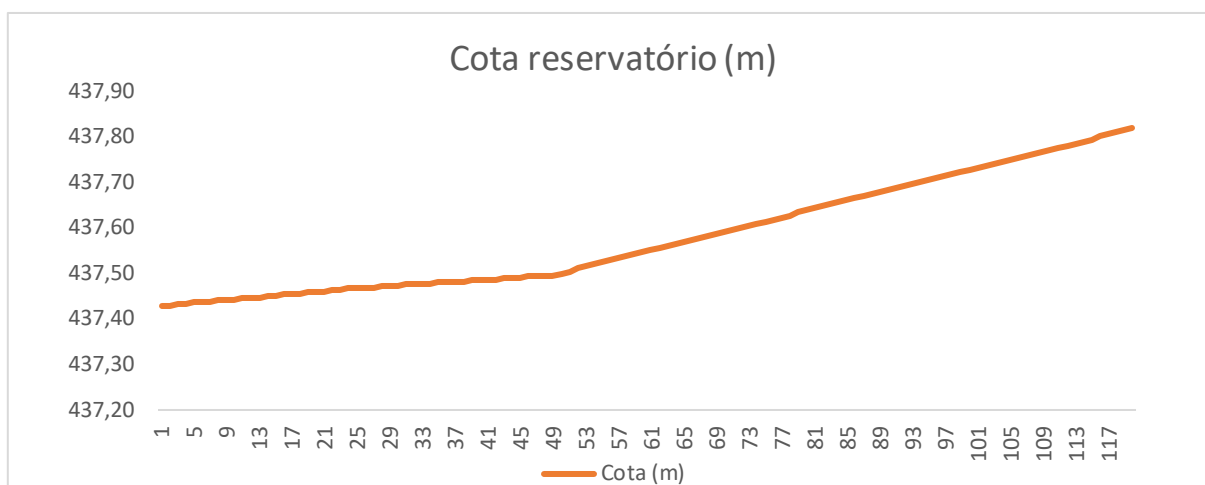
Fonte: Elaborado pelo autor



## APÊNDICE D – ANÁLISE DO RESERVATÓRIO DA USINA MARIMBONDO (FURNAS) AJUSTADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 09/09/2019 A 13/09/2019

O gráfico D-1 apresenta a cota do reservatório com a geração ajustada ao final do horizonte de planejamento no período de 09/09/2019 a 13/09/2019.

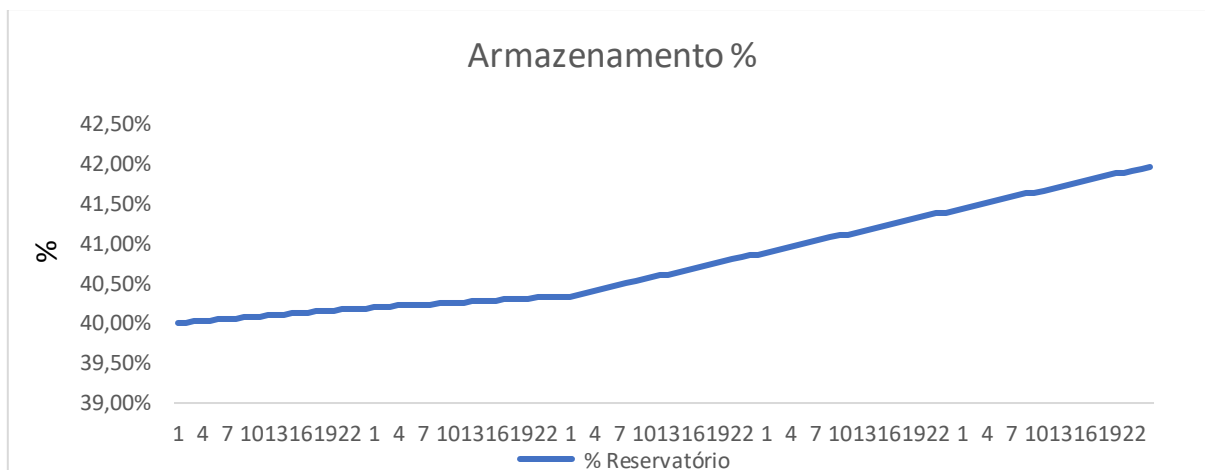
Gráfico D - 1 – Evolução da cota do reservatório da usina Marimbondo



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico D-2 apresenta o volume do reservatório com a geração ajustada ao final do horizonte de planejamento no período de 09/09/2019 a 13/09/2019.

Gráfico D - 2 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina

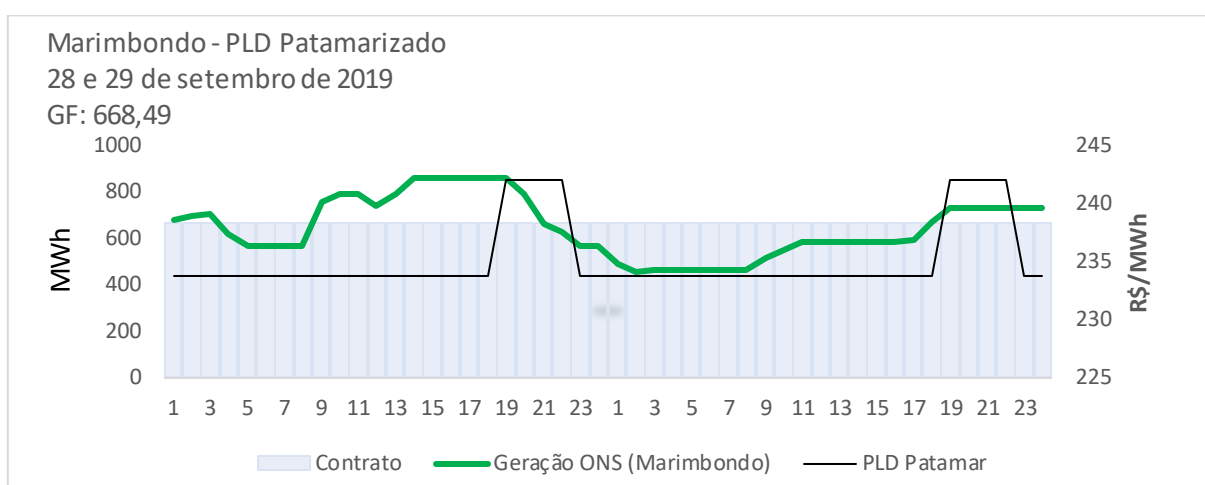


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE E – ANÁLISE DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD SEMANA-PATAMAR PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019

Nesse apêndice são apresentados os gráficos da curva de geração e exposição do agente em comparação ao PLD semana patamar. O gráfico E-1 apresenta a curva de geração conforme histórico do NOS entre os dias 28/09/2019 e 29/09/2019.

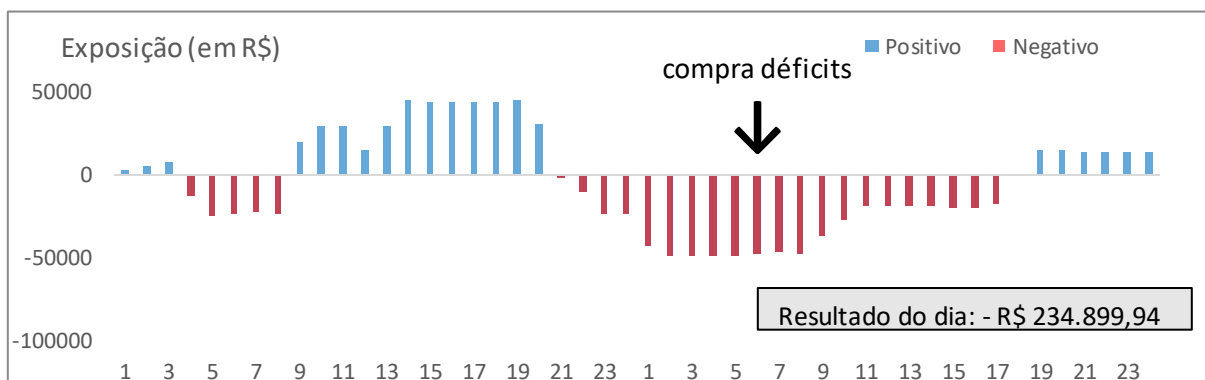
Gráfico E - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por patamar



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico E-2 apresenta a exposição do agente entre os dias 28/09/2019 e 29/09/2019 quando exposto ao PLD por patamar.

Gráfico E - 2 – Gráfico de exposição da usina comparada ao PLD por patamar

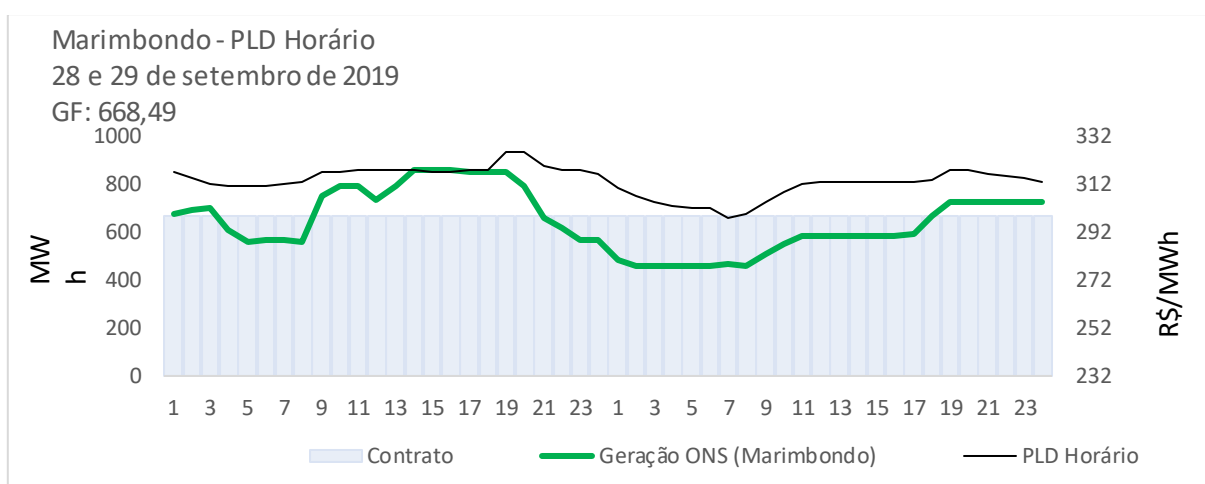


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE F – ANÁLISE DESPACHO ORIGINAL DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019

Nesse apêndice são apresentados os gráficos da curva de geração e a exposição do agente em comparação ao PLD horário. O gráfico F-1 apresenta a curva de geração conforme histórico do ONS entre os dias 28/09/2019 e 29/09/2019.

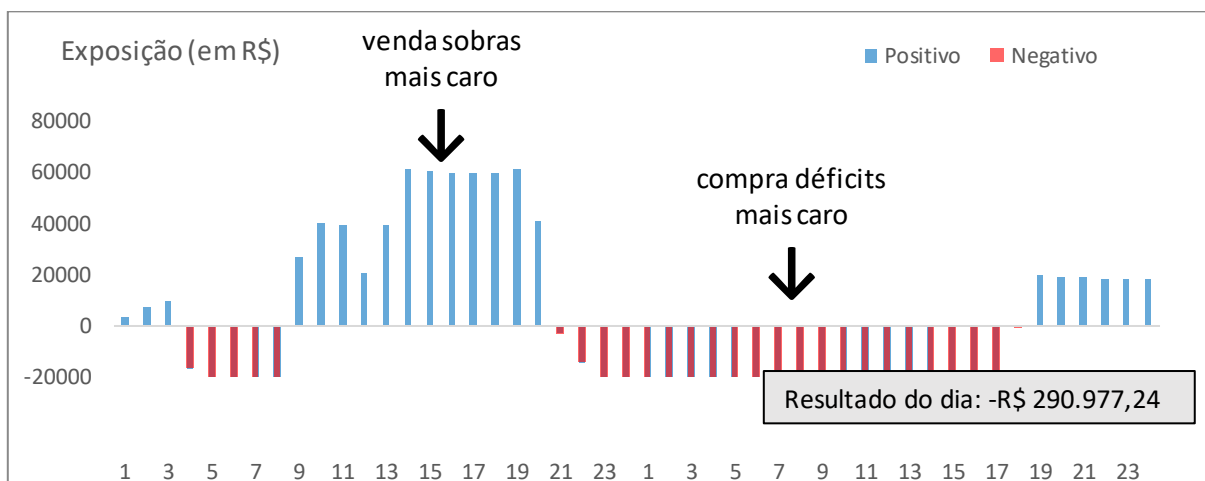
Gráfico F - 1 – Gráfico de geração da usina comparada ao PLD por horário



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico F-2 apresenta a exposição do agente entre os dias 28/09/2019 e 29/09/2019 quando exposto ao PLD horário sombra.

Gráfico F - 2 – Gráfico de exposição da usina comparado ao PLD horário

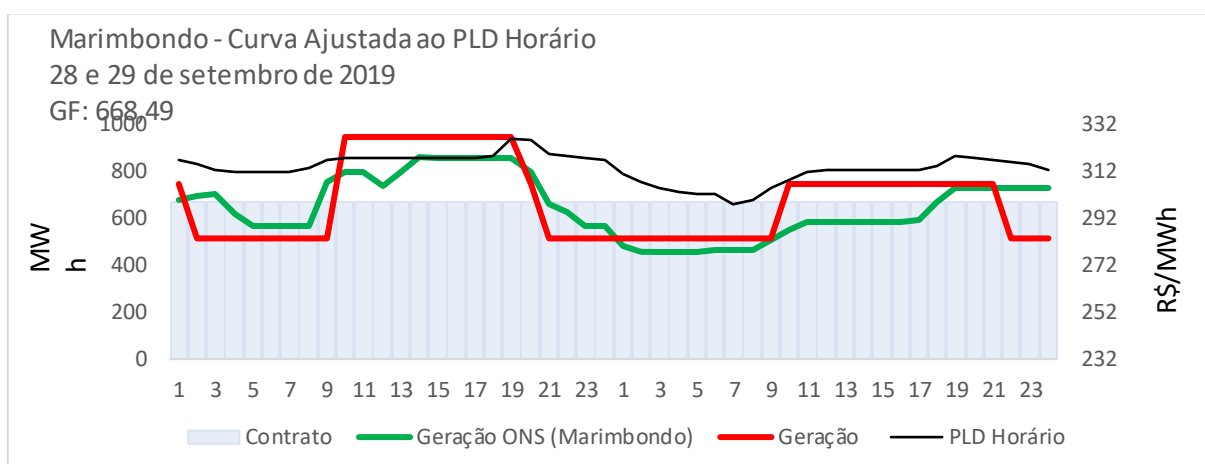


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE G – ANÁLISE DESPACHO AJUSTADO DA UHE MARIMBONDO (FURNAS) COMPARADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019

Nesse apêndice são apresentados os gráficos da curva de geração ajustada ao PLD horário e a exposição do agente em comparação ao PLD horário. O gráfico G-1 apresenta a curva de geração conforme histórico do ONS entre os dias 28/09/2019 e 29/09/2019.

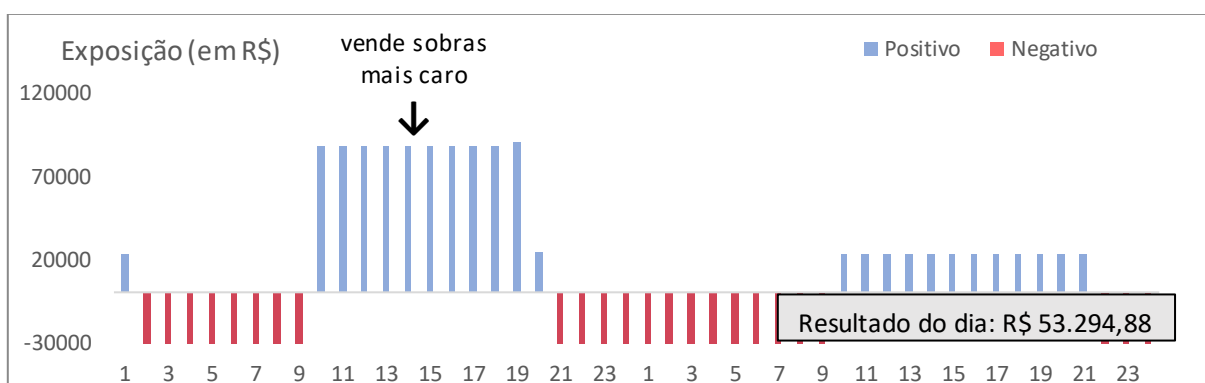
Gráfico G - 1 – Gráfico de geração ajustada da usina comparada ao PLD por horário



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico G-2 apresenta a exposição do agente entre os dias 28/09/2019 e 29/09/2019 quando exposto ao PLD horário sombra com a curva de geração ajustada.

Gráfico G - 2 – Gráfico de exposição da usina com geração ajustada ao PLD horário

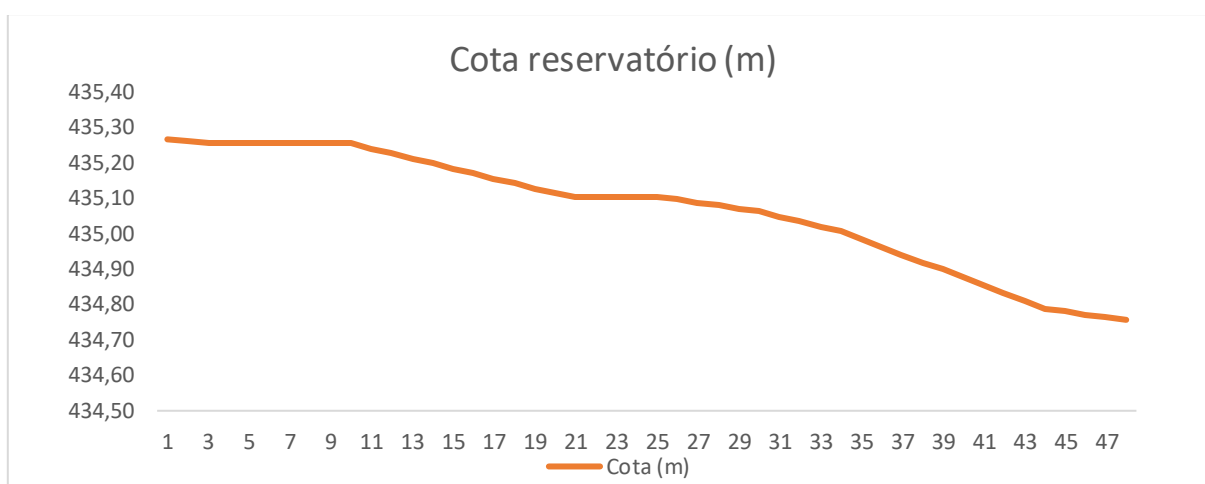


Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE H – ANÁLISE DO RESERVATÓRIO DA USINA MARIMBONDO (FURNAS) AJUSTADO AO PLD HORÁRIO-SOMBRA NO PERÍODO DE 28/09/2019 E 29/09/2019

O gráfico H-1 apresenta a cota do reservatório com a geração ajustada ao final do horizonte de planejamento no período de 28/09/2019 e 29/09/2019.

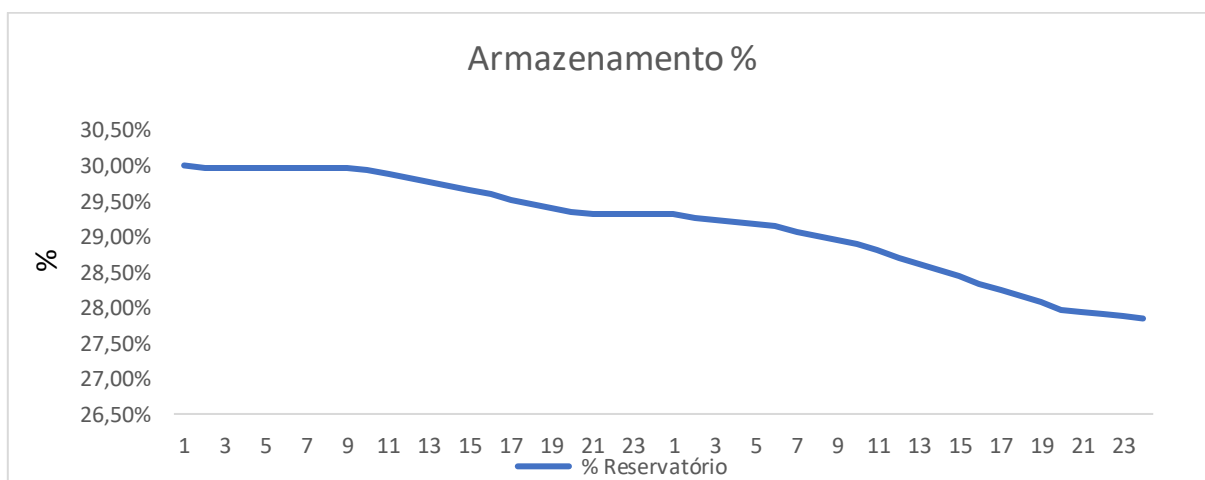
Gráfico H - 1 – Evolução da cota do reservatório da usina Marimbondo



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico H-2 apresenta o volume do reservatório com a geração ajustada ao final do horizonte de planejamento no período de 28/09/2019 e 29/09/2019.

Gráfico H - 2 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina



Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE I - FOTOS DA VISITA À USINA MONTE CLARO DA CERAN

A figura I-1 apresenta a área de reservatório da usina Monte Claro. Neste ponto, com o volume de água na cota máxima de 148 m e relação ao nível do mar, o reservatório está com a sua capacidade máxima. O volume útil do reservatório da usina Monte Claro é de 1,46 hm<sup>3</sup>.

Figura I- 1 – Área do reservatório da usina Monte Claro



Fonte: Elaborado pelo autor

A figura I-2 mostra a barragem e o vertedouro de soleira livre. Este tipo de vertedouro permite a passagem do excesso de água quando o reservatório está na sua cota máximo de armazenamento, ou seja, na cota de 148 metros em relação ao nível do mar.

Figura I- 2 – Barragem e vertedouro de soleira livre da usina Monte Claro



Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura I-3 está apresentada a adufa da usina Monte Claro. Adufas são estruturas de desvio utilizadas para modificar o curso do rio para construção da

barragem e do vertedouro. Outra função das adufas é realizar o enchimento do reservatório após a conclusão da barragem.

Figura I- 3 – Adufas de desvio da usina Monte Claro



Fonte: Elaborado pelo autor



A figura I-4 mostra a casa de força da usina Monte Claro, onde pode ser visto o pavilhão onde também está localizada a sala de operação e controle da usina.

Figura I- 4 – Casa de máquinas da usina Monte Claro



Fonte: Elaborado pelo autor

A figura I-5 mostra a casa uma vista panorâmica da força da usina Monte Claro. A imagem mostra as duas unidades geradoras de potência de 65 MW cada. Também podem ser vistos os barramentos de saída para a conexão com a subestação elevadora da usina, os quais são isolados dentro de uma tubulação com gás SF<sub>6</sub> que possui rigidez dielétrica maior que a do ar em condições atmosféricas.

Figura I- 5 – Vista panorâmica da casa de máquinas da usina Monte Claro



Fonte: Elaborado pelo autor

## APÊNDICE J – METODOLOGIA IMPLEMENTADA NO MICROSOFT EXCEL

A tabela J-1 mostra a parte A da metodologia implementada no *microsoft Excel* ®. Nesta etapa são informados os dados de afluência e nível do reservatório disponibilizados pelo ONS.

Tabela J- 1 - Implementação da metodologia no Microsoft Excel ® na etapa de entrada de dados

Usina Monte Claro			
Dados da turbina		Dados do conjunto	
Vazão engolimento da turbina (m³/s)	186	Nº de máquinas	2
Potência (MW)	65	Potência conjunto (MW)	130,00
Modelo	KAPLAN	Vazão engolimento conjunto (m³/s)	372,00

Cota (m)	Volume útil	% Reservatório	Afluência (m³/s)	Defluência (m³/s)	Potência (MW)
147,259	365000,35	25,00%	139,00	7	2,582682607
147,542	773240,3529	52,96%	139,00	7	2,582682607
147,817	1181480,353	80,92%	139,00	117,9	43,71852911

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela J-2 mostra a parte B da implementação da metodologia. Nesta etapa, a defluência é ajustada através do botão de controle para que esteja a função da coluna “Potência” encontre na curva típica do conjunto a potência gerada.

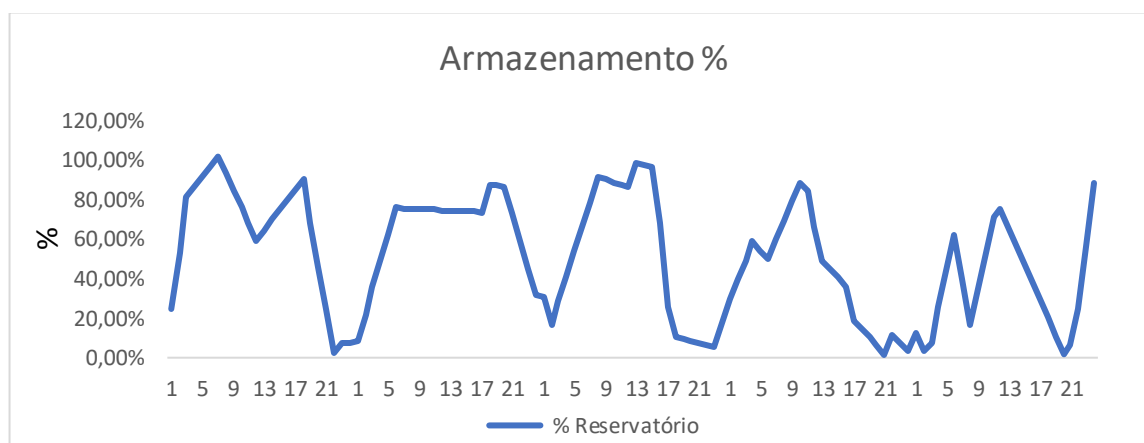
Tabela J- 2 – Implementação da metodologia no Microsoft Excel ® na etapa de ajuste da geração

Potência (MW)	Vazão a ser turbinada (m³/s)	Restrição ambiental (m³/s)		Hora	
2,582682607	7,00	18,60	^ — v	1	Dia 1
2,582682607	7,00	18,60	^ — v	2	Dia 1
43,71852911	117,90	0,00	^ — v	3	Dia 1

Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico J-1 apresenta o volume percentual do reservatório de acordo com o estágio de planejamento em que se encontra.

Gráfico J- 1 – Evolução do volume de armazenamento do reservatório da usina



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico J-2 apresenta a cota, em metros, do reservatório de acordo com o estágio de planejamento em que se encontra.

