

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CAMPUS CURITIBA  
ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA**

**CHARLESTON STELLE  
GILBERTO RIBEIRO MAIA FILHO  
GUILHERME DE CARVALHO SANTI**

**APLICAÇÃO DA TÉCNICA RECOZIMENTO SIMULADO  
(SIMULATED ANNEALING) PARA OTIMIZAÇÃO DE  
RESERVATÓRIOS DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EM  
CASCATA**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA  
2015**

**CHARLESTON STELLE  
GILBERTO RIBEIRO MAIA FILHO  
GUILHERME DE CARVALHO SANTI**

**APLICAÇÃO DA TÉCNICA RECOZIMENTO SIMULADO  
(SIMULATED ANNEALING) PARA OTIMIZAÇÃO DE  
RESERVATÓRIOS DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS EM  
CASCATA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado a disciplina de TCC2, do Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito

Co-orientador: Me. Sinvaldo Rodrigues Moreno.

**CURITIBA  
2015**

Charleston Stelle  
Gilberto Maia Filho  
Guilherme de Carvalho Santi

## Aplicação da técnica Recozimento Simulado (Simulated Annealing) para otimização de reservatórios de Pequenas Centrais Hidrelétricas em cascata

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 12 de fevereiro de 2015.

---

Prof. Emerson Rigone, Dr  
Coordenador de Curso  
Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica

---

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do DAELT

### ORIENTAÇÃO

---

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

---

Sivaldo Rodrigues Moreno, Mestre  
Brookfield Energia Renovável S.A.  
Co-Orientador

### BANCA EXAMINADORA

---

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Sivaldo Rodrigues Moreno, Mestre  
Brookfield Energia Renovável S.A.

---

Paulo Cícero Fritzen, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Annemarle Gehrke Castagna, Mestre  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase

A todos aqueles que fizeram parte dessa conquista, proporcionando forças para que nós não desistíssemos de ir atrás dos nossos sonhos. Muitos obstáculos foram impostos durante esses últimos anos, mas graças a vocês nós não fraquejamos. Obrigado por tudo família, professores, amigos e colegas.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos aos nossos orientadores Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito e Me. Sinvaldo Rodrigues Moreno pela dedicação e contribuições durante todas as etapas deste trabalho, o apoio de vocês tornou possível a concretização dessa etapa em nossas vidas.

Agradecemos também aos professores da banca, Dr. Raphael, Me. Sinvaldo, Ma. Annemarlen, Dr. Paulo Cícero pela atenção e comentários que ajudaram a enriquecer este trabalho desde sua etapa inicial.

Eu, Charleston, gostaria de agradecer aos meus avós paternos e maternos por sempre me incentivarem nos estudos e acreditarem no meu potencial, aos meus pais pelo amor, incentivo e apoio incondicional em todas as etapas da minha vida, à minha noiva pela paciência nas horas de estudos, que não foram poucas. Ao Me. Sinvaldo pela confiança depositada em nossa equipe, por nos ajudar na escolha do tema e realização deste trabalho. A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

Eu, Guilherme, gostaria de agradecer especialmente aos meus pais e minha irmã que estiveram sempre presentes na minha vida me ensinando bons valores e me incentivando e apoiando nos estudos. À minha noiva por sempre me apoiar e aguentar os finais de semana de estudo ao meu lado fazendo destes momentos mais agradáveis. Aos colegas e professores que estiveram presentes nessa etapa da minha vida.

A paciência é amarga, mas seu fruto é doce.  
(Jean-Jacques Rousseau)

## RESUMO

STELLE, Charleston; MAIA FILHO, Gilberto; SANTI, Guilherme de C. **Aplicação da técnica Recozimento Simulado (Simulated Annealing) para otimização de reservatórios de pequenas centrais hidrelétricas em cascata**. 2015. 85 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

A crescente demanda de energia elétrica no Brasil motivou a exploração de fontes alternativas no início dos anos 2000, viabilizando através de flexibilização de regras comerciais e sistêmicas o desenvolvimento de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Após quase duas décadas, novas regulamentações foram necessárias para regular o mercado de PCHs, dado a observância de baixa eficiência apresentada ao longo da operação destas usinas, produzindo impacto significativo no Mercado Brasileiro de Energia elétrica. Desta forma, este trabalho apresenta o histórico dos principais marcos regulatórios para este tipo de fonte de geração, além das regras atuais de mercado, onde é notável a necessidade de desenvolvimento de ferramentas que possibilitem a operação ótima e eficiente das PCHs, para evitar penalizações regulatórias. Este trabalho apresenta a aplicação de uma metaheurística denominada Recozimento Simulado (Simulated Annealing) utilizada para a otimização da geração de energia de duas pequenas centrais hidrelétricas em cascata, com objetivo de obter a regularização ótima diária, além de buscar o ponto ótimo de operação e aproveitando o potencial de cada reservatório para que a geração total da cascata seja máxima. A técnica de otimização é aplicada à uma função objetivo, que representa o modelo matemático de operação das usinas, observando as restrições técnicas operacionais individuais, em um horizonte de planejamento de curto prazo, ou seja, para cinco dias de operação. Os resultados obtidos pelo modelo computacional foram satisfatórios quando comparados com os dados de geração registrados nas pequenas centrais hidrelétricas.

**Palavras-chave:** Metaheurística Recozimento Simulado; Pequenas Centrais Hidrelétricas em Cascata; Otimização;

## ABSTRACT

STELLE, Charleston; MAIA FILHO, Gilberto; SANTI, Guilherme de C. **Application of the Technique Simulated Annealing for optimization of Small Hydropower Plants reservoirs in cascade.** 2015. 85 p. Final dissertation (Bachelor Degree) – Engenharia Industrial Elétrica - Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

The Brazil's growing demand for electricity led to the exploration of alternative sources in the early 2000s, making possible through flexible business rules and systemic development of Small Hydro Power Plants (SHPP). After nearly two decades, new regulations were needed to regulate the SHPP market, given the records of low efficiency displayed throughout the operation of these plants, increasing the impact on the Electricity Brazilian Market. Somehow, this work presents one overview of the main regulatory frameworks for this type of generation source, beyond current market rules, which is remarkable the need to develop tools that enable the optimal and efficient operation rules for operation this kind of power plants, to avoid regulatory penalties. This paper presents the application of a metaheuristic, called Simulated Annealing, used for dispatch optimization of power generation regarding two small hydropower plants in cascade, in order to achieve optimal daily regulation, and seek the optimal operating point and taking advantage the potential of each reservoir so it is expected that the total generation cascade were maximized. The optimization technique is applied to an objective function, which represents the mathematical model of daily dispatch for two small hydropower plants, observing the individual operating technical restrictions, its considering a short-term planning horizon, i.e, for five days of operation. The results of the computer model were satisfactory when compared with the data recorded in the generation of small hydropower plants.

**Palavras-chave:** Metaheuristic; Simulated Annealing; Small Hidro Power Plants; Optimization;

## LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACO	Ant Colony Optimization
AG	Algoritmo Genético (do original Algorithm Genetic)
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
GD	Geração Distribuída
GM	Geração Média
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatts
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSO	Particle Swarm Optimization
SA	Recozimento Simulado (do original Simulated Annealing)
SHPP	Small Hydro Power Plant
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
UHE	Usina Hidrelétrica

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa do sistema de transmissão do SIN.....	22
Figura 2: Organograma do setor elétrico .....	23
Figura 3: Esquemático de uma Usina Hidrelétrica .....	38
Figura 4: Exemplo de turbina Pelton .....	43
Figura 5: Exemplo de turbina Francis.....	44
Figura 6: Exemplo de turbina Kaplan .....	45
Figura 7 : Configuração de usinas em cascata.....	46
Figura 8: Fluxograma do Algoritmo Genético .....	52
Figura 9: Fluxograma genérico do Recozimento Simulado .....	56
Figura 10: Função Rosenbrock no espaço $R^2$ .....	59
Figura 11: Gráfico do decaimento da temperatura .....	60
Figura 12: Mapa da Sub-Bacia Taquari-Antas .....	62
Figura 13: Configuração da cascata.....	63
Figura 14: Precipitação média mensal .....	64
Figura 15: Fluxograma do algoritmo implementado. ....	69
Figura 16: Gráfico da diferença da energia gerada e simulada para SHPP1.....	74
Figura 17: Gráfico da diferença total entre a energia gerada e simulada para SHPP1. ....	74
Figura 18: Gráfico da diferença da potência gerada e simulada para SHPP2.....	75
Figura 19: Gráfico da diferença total entre a potência gerada e simulada para SHPP2. ....	76
Figura 20: Gráfico da diferença entre a energia gerada e simulada para SHPP1.....	77
Figura 21: Gráfico da diferença entre a energia gerada e simulada para SHPP2.....	78
Figura 22: Gráfico da diferença total entre a energia gerada e simulada para SHPP1 e SHPP2. .....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Critérios de avaliação de desempenho Portaria nº 463/2009 MME.....	34
Tabela 2: Critérios de exclusão do MRE conforme Resolução nº 409/2009 ANEEL.....	35
Tabela 3: Classificação quanto a Potência e Queda .....	40
Tabela 4: Analogia entre sistema físico e otimização combinatória .....	55
Tabela 5: Características construtivas das usinas .....	64
Tabela 6: Vazões médias horárias para simulação do modelo de otimização.....	71
Tabela 7: Resultados da Simulação para SHPP1.....	72
Tabela 8: Resultados da Simulação para SHPP2.....	72
Tabela 9: Energia Real Gerada .....	72
Tabela 10: Diferença SHPP1 .....	73
Tabela 11: Diferença SHPP2.....	75
Tabela 12: Vazões médias mensais .....	76
Tabela 13: Otimização para 10 meses SHPP1 .....	77
Tabela 14: Otimização para 10 meses SHPP2 .....	78

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1 TEMA.....	13
1.1.1 Delimitação do Tema.....	15
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS .....	16
1.3 OBJETIVOS .....	17
1.3.1 Objetivos Gerais .....	17
1.3.2 Objetivos Específicos .....	17
1.4 JUSTIFICATIVA .....	17
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	18
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	19
<b>2 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL</b> .....	<b>20</b>
2.1 AGENTES PARTICIPANTES DO MERCADO DE ENERGIA .....	20
2.1.1 Sistema Interligado Nacional – SIN.....	21
2.1.2 Visão geral das instituições que compõem o setor elétrico brasileiro .....	22
2.1.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.....	24
2.1.2.2 Ministério de Minas e Energia – MME.....	25
2.1.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.....	26
2.1.2.4 Empresa de Pesquisa Energética – EPE .....	27
2.1.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL .....	27
2.1.2.6 Operador Nacional do Sistema – ONS.....	28
2.1.2.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE .....	28
2.1.2.8 Agentes de Geração.....	29
2.1.2.9 Agentes de Transmissão .....	30
2.1.2.10 Agentes de Distribuição.....	30
2.1.3 Modelo de comercialização de energia e os tipos de consumidores no Brasil .....	30
2.1.4 Medidas de Incentivo às Pequenas Centrais Hidrelétricas .....	32
<b>3 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS</b> .....	<b>37</b>
3.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E SEU IMPACTO NO MEIO AMBIENTE .....	37
3.2 CLASSIFICAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS .....	38
3.3 TURBINAS HIDRÁULICAS .....	41
3.4 USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA.....	45

<b>4 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO.....</b>	<b>49</b>
4.1 CONCEITO DE OTIMIZAÇÃO.....	49
4.2 HEURÍSTICA E METAHEURÍSTICA.....	50
4.2.1 Algoritmo Genético .....	51
4.2.2 Otimização por Colônia de Formigas .....	53
4.2.3 Otimização por Enxame de Partículas .....	54
4.3 RECOZIMENTO SIMULADO – SIMULATED ANNEALING .....	54
4.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS.....	61
<b>5 APLICAÇÃO DA TÉCNICA RECOZIMENTO SIMULADO E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>62</b>
5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E HIDROLÓGICAS DAS USINAS EM ESTUDO	62
5.2 RESTRIÇÕES DO PROBLEMA .....	65
5.3 FLUXOGRAMA DO ALGORITMO .....	68
5.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	70
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>80</b>
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	80
6.2 RECOMENDAÇÕES .....	81
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>82</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 TEMA

A energia elétrica ocupa um papel fundamental na vida humana, pois juntamente com outras áreas tais como transportes, telecomunicações, águas e saneamento, faz parte da infraestrutura necessária para integrar o ser humano ao modelo de desenvolvimento vigente (REIS, 2003, p. xvii). Conforme Atlas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o grande potencial energético brasileiro localiza-se em regiões afastadas dos centros urbanos, em regiões pouco desenvolvidas e com fortes restrições ambientais. Portanto, torna-se importante promover o desenvolvimento econômico dessas regiões, preservar a sua diversidade biológica e garantir o suprimento energético das regiões mais desenvolvidas.

Segundo Vieira (2007), houve necessidade de desenvolvimento do sistema elétrico interligado, devido à extensão do território brasileiro e principalmente devido à sazonalidade dos períodos de chuvas entre as regiões. O sistema interligado possibilita que as regiões que estejam no período de estiagem, recebam energia proveniente das regiões onde há excedente de energia armazenada em reservatórios. Para Vieira (2007), o Sistema Interligado Nacional – SIN é considerado um sistema hidrotérmico com predominância hidráulica, sendo considerado um dos maiores sistemas elétricos interligados do mundo.

Segundo Moreno (2012b), a partir da desverticalização do Setor Elétrico, o Mercado Brasileiro de Energia Elétrica sofreu várias mudanças para assegurar a confiabilidade do sistema. O programa que teve maior destaque foi o de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, através do Decreto nº 5.025 de 30 de março de 2004 (BRASIL, 2004), onde se enquadram as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), a Geração Eólica e Biomassa.

A partir de outros incentivos, emanados do Poder Concedente (ANEEL), houve uma expansão nos anos 2000, do número de Pequenas Centrais Hidrelétricas conectadas no SIN. A ANEEL define Pequena Central Hidrelétrica da seguinte forma: “Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km<sup>2</sup>, serão considerados como aproveitamentos com características de Pequenas Centrais Hidrelétricas.” (ANEEL, 2010). Caso a área do reservatório exceda 3,0 km<sup>2</sup>, o empreendimento ainda poderá ser considerado como PCH, se forem atendidas as seguintes condições (ANEEL, 2003):

- A área do reservatório não poderá ser superior a 13 km<sup>2</sup>, conforme a Equação 1.

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{Hb} \quad (1)$$

Onde:

*A* Área do reservatório em [km<sup>2</sup>].

*P* Potência elétrica instalada em [MW].

*Hb* Queda bruta em [m].

- O reservatório, cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica, a ANEEL articulará junto com a Agência Nacional de Águas (ANA), os Comitês de Bacia Hidrográfica, os Estados e o Distrito Federal, conforme for o caso, de acordo com a respectiva competência, quanto aos objetivos para definir as dimensões do reservatório destinado ao uso múltiplo.

Conforme Moreno (2012b), o governo lançou medidas de incentivo específicas para as PCHs, devido ao fato delas possuírem pequeno impacto ambiental, barragem de pequeno porte e serem instaladas perto dos centros de consumo, reduzindo assim custos com linhas de transmissão. Dentre as medidas adotadas pelo governo pode-se citar o cálculo simplificado do montante de Garantia Física (GF), diferente das Usinas Hidrelétricas (UHEs), as PCHs têm a GF calculada como sendo a produção de energia média esperada, obtida através de um histórico mínimo de 30 anos de vazões no local do aproveitamento hidrelétrico. Outro incentivo que se pode citar são descontos da tarifa fio (taxa de uso de conexão com o sistema), além das PCHs poderem optar por participar ou não do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O Mecanismo de Realocação de Energia, existente apenas no Brasil, foi criado para o compartilhamento do risco hidrológico, específico para as UHEs naquele momento, devendo os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, ser assumido individualmente pelas usinas participantes, não sendo desta forma, cobertos pelo MRE. Com a inserção das PCHs no MRE, foi observado que as mesmas não se mostravam eficiente, uma vez que, à medida que entravam em operação comercial, não apresentavam o desempenho pressuposto através do cálculo de Garantia Física (MORENO, 2012a).

Foi observado pelo Órgão Regulador que esta ineficiência estava provocando desequilíbrios no MRE, desta forma, viu-se a necessidade de legislação específica que regulamentasse a participação das PCHs no MRE, sendo publicada então a Portaria nº 463/2009, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e posteriormente a ANEEL publicou a Resolução nº 409/2010 prevendo a exclusão do MRE (MORENO, 2012b).

A Portaria nº 463/2009 tem como finalidade reduzir a garantia física das usinas participantes do MRE, essa redução só ocorrerá caso seja verificado baixo desempenho de geração no decorrer de sua operação comercial. A Resolução nº 409/2010 por sua vez, exclui do MRE as usinas que são penalizadas pela Portaria anteriormente citada. No decorrer deste trabalho serão abordadas em maiores detalhes as duas normativas que regem o mercado de energia para as PCHs e com base nelas, nota-se que a otimização da operação de pequenos reservatórios, seja em cascata ou não, é de suma importância, sendo este o objetivo deste trabalho.

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Um fator importante que levou a criação do MRE foi o fato de não haver um período de chuva distribuído uniformemente durante o ano no território brasileiro, devido às grandes extensões territoriais, havendo períodos úmidos e secos não coincidentes. Outro fator importante que levou a criação do MRE é a existência de várias usinas alocadas no mesmo rio compondo uma cascata de usinas. A otimização de uma usina alocada numa cascata, poderá não ser necessariamente a melhor condição para todo o sistema (CCEE, 2013).

Este trabalho visa à otimização de dois pequenos reservatórios em cascata, que atendem duas PCHs, localizados no Rio Antas, no estado do Rio Grande do Sul, região sul do País. A principal finalidade é obter a melhor configuração da regra de operação com objetivo de maximizar a produção de energia elétrica total da cascata. As usinas que compõe a cascata possuem as seguintes características: A usina de montante, denominada neste trabalho de SHPP1, possui quatro unidades geradoras com 7,5MW de potência cada, acionadas por turbinas Francis totalizando uma potência de 30 MW; Já a usina de jusante, denominada SHPP2, possui duas unidades geradoras, acionadas por turbinas Kaplan S, com potência unitária de 14,50MW, totalizando a potência de 29 MW.

## 1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Devido aos critérios de avaliações do desempenho, impostos pela Portaria n° 463/2009 do MME e Resolução Normativa n° 409/2010 da ANEEL, foi verificada a necessidade de realizar estudos para o desenvolvimento de ferramentas que possam contribuir para a obtenção de regras de operação eficiente aplicadas às PCHs. Outro ponto relevante deste trabalho é a escassez de trabalhos correlatos a este tema na literatura atual.

Desta forma é abordado o problema de maneira atual, aplicando as regras de mercado e legislação vigente que visa à aplicação das melhores práticas de planejamento e despacho da geração hidrelétrica das PCHs. Atualmente, como citado anteriormente, muitos agentes de geração não têm observado os aspectos de sustentabilidade e uso racional dos recursos naturais, como por exemplo, a eficiência energética e a economia de água (MORENO, 2012a). Logo, é colocado em pauta uma metodologia para obter a programação de despacho ótimo de unidades de geração hidrelétrica, com objetivo de maximizar a produção de energia, satisfazendo restrições ambientais, técnicas e operacionais dos reservatórios e unidades geradoras.

O método utilizado para a solução do problema de otimização de pequenos reservatórios, denominado de Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*) tem sua aplicação voltada a diversos tipos de problemas na literatura (MORENO, 2012a). Este método é classificado como uma metaheurística devido imitar o processo de recozimento em processamento de materiais metálicos, ou seja, simula o processo de um metal que depois de aquecido, se resfria lentamente e congela em um estado cristalino com o mínimo de energia (YANG, 2010).

Fundamentado no conceito de otimização restrita, ou seja, maximizar ou minimizar uma função sujeita a certas restrições no domínio, o presente estudo visa aplicar o método de Recozimento Simulado, que é classificado também como um método probabilístico não linear, em duas usinas em cascata em busca da maximização da produção hidroenergética da cascata. As restrições do problema de despacho diário serão relaxadas, através de funções de penalização da função objetivo, simplificando desta forma o modelo matemático, sem comprometer o resultado final.

A solução do problema em questão, ou seja, a otimização do planejamento diário de geração, visa atender os critérios de operação do reservatório requeridos pelo Órgão

Ambiental, quando do licenciamento de construção e operação das usinas, além de obter uma melhor utilização dos recursos hídricos.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivos Gerais

Desenvolver um modelo computacional baseado na metaheurística Recozimento Simulado para otimização de reservatórios em cascata, de geração de energia elétrica de pequenas centrais hidrelétricas, buscando identificar o ponto ótimo de operação para o despacho econômico de curto prazo, aproveitando da melhor forma o potencial de cada reservatório para que a geração total da cascata seja máxima.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar as regras de mercado aplicadas às usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS;
- Revisar da literatura sobre trabalhos que abordam o método do Recozimento Simulado e de Técnicas de Otimização Restrita para obter subsídios para o desenvolvimento do modelo matemático de otimização;
- Realizar o levantamento dos dados técnicos das usinas, necessários para a elaboração do modelo proposto;
- Propor o modelo de otimização para as PCHs em cascata, considerando o despacho econômico de curto prazo, a fim de utilizar de maneira ótima o volume de água armazenada nos pequenos reservatórios, obtendo o máximo aproveitamento da configuração em cascata.

## 1.4 JUSTIFICATIVA

Devido a necessidade de instalação de novas fontes de energia para redução do impacto econômico provocado pela Usinas Termelétricas é de grande importância que ocorra um crescimento expressivo da instalação de PCHs na matriz energética brasileira, faz-se

necessária a discussão e proposta de técnicas que possam ser aplicadas a operação eficiente dos pequenos reservatórios. Como exemplo, pode-se citar que o montante de energia correspondente a este tipo de usina já em operação e projetos ainda em construção, chegou a 2000MW médios em 2011, segundo balanço energético do Operador Nacional do Sistema, e pode ultrapassar o montante de 3000MW médios em 2015.

Devido a esses valores tão expressivos, que podem afetar a política de operação do Sistema, bem como o Preço de Liquidação de Diferenças, que é o preço da energia no mercado de curto prazo, tem-se a justificativa da necessidade de exploração do tema pela comunidade acadêmica, dado a importância desta fonte energética para o país.

Este trabalho visa contribuir de maneira prática, utilizando uma técnica de otimização de fácil desenvolvimento e baixo custo computacional, que pode ser facilmente estendida a cascatas mais complexas, bastando pequenos ajustes no modelo matemático.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O estudo proposto é composto de uma breve revisão da literatura, para isso será tomado como referência dissertações de mestrado e teses de doutorado que estejam relacionadas à técnica do Recozimento Simulado, tendo em vista que se trata de uma metaheurística muito utilizada na literatura para a solução de vários problemas, porém pouco aplicada na solução de problemas de otimização de pequenos reservatórios, principalmente na configuração em cascata.

A revisão da literatura também é feita com objetivo de identificar o modelo matemático mais adequado para representar o problema de despacho de Pequenas Centrais Hidrelétricas, além de serem também analisadas as regulamentações e regras de mercado aplicadas à PCHs, pelo Órgão Regulador e Fiscalizador.

Em outra etapa, é realizado o levantamento de informações técnicas das PCHs em questão para o desenvolvimento do modelo matemático de otimização, o qual é resolvido utilizando a técnica do Recozimento Simulado implementada no *software MatLab*<sup>®</sup>. Os resultados determinados pelo modelo, ou seja, a saída do algoritmo, é composto por valores de energia gerada durante um dia de operação para cada usina, considerando as vazões discretizadas hora a hora, em um horizonte de 5 (cinco) dias de planejamento, atendendo desta forma o planejamento de curto prazo. Após isso, é realizado uma comparação utilizando os dados de geração reais não otimizados, referido ao mesmo período de tempo.

O presente trabalho tem como objetivo principal, determinar a forma de operação ótima das PCHs, instaladas em cascata, visando o melhor aproveitamento dos recursos hídricos disponíveis no Rio Antas, no estado do Rio Grande do Sul, na região sul do país. Além de atender a legislação vigente no tocante às condições ambientais requeridas nas condicionantes da licença de operação, bem como na obtenção máximo benefício econômico e social.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O proposto trabalho será segmentado conforme as disciplinas relacionadas ao TCC:

- Metodologia Aplicada ao TCC: Capítulo 1;
- Trabalho de Conclusão de Curso 1: Capítulos 2, 3 e 4;
- Trabalho de Conclusão de Curso 2: Capítulos 5 e 6;

**Capítulo 1: Introdução:** Este capítulo contém a apresentação do trabalho, tema, delimitação do tema, problemas, premissas, objetivos, justificativas e os procedimentos metodológicos.

**Capítulo 2: O Mercado de Energia Elétrica no Brasil:** É realizada uma breve revisão da literatura, além de apresentar as regulamentações envolvendo o mercado de energia elétrica no Brasil, este capítulo demonstra ainda a atribuição dos órgãos responsáveis pela fiscalização e regulamentação do setor.

**Capítulo 3: Pequenas Centrais Hidrelétricas:** Este capítulo explica as principais características técnicas de uma Pequena Central Hidrelétrica e como elas são classificadas.

**Capítulo 4: Técnicas de Otimização:** Neste capítulo é apresentado algumas técnicas de otimização, diferenças entre heurística e metaheurística, e por fim são abordadas as características, formulação matemática e definições do processo da otimização não linear, utilizando a metaheurística de Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*).

**Capítulo 5: Aplicação da Técnica Recozimento Simulado e Análise dos Resultados:** É desenvolvido o algoritmo de otimização para as usinas em questão, utilizando recursos computacionais. Após a obtenção dos resultados, é realizado a simulação da operação e a análise dos resultados obtidos.

**Capítulo 6: Considerações Finais e Recomendações:** Nesta etapa é feito uma análise crítica dos resultados obtidos, comparando os ganhos de desempenho do algoritmo com o registro de geração das usinas e recomendações para trabalhos futuros.

## **2 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Neste capítulo é realizado uma introdução sobre os agentes participantes do Mercado de Energia Elétrica no Brasil. O capítulo apresenta ainda as regulamentações e incentivos oferecidos as PCHs que participam do MRE.

### **2.1 AGENTES PARTICIPANTES DO MERCADO DE ENERGIA**

Em meados da década de 90 o MME criou um projeto de reestruturação do setor elétrico (RESEB), contemplando as mudanças institucionais e operacionais que resultaram no atual modelo do setor. Apesar das reformas realizadas, esse modelo não garantiu o crescimento da oferta de energia, causando ao país um grande racionamento no ano de 2001. Em 2004 com o objetivo de reduzir os riscos de falta de energia e aprimorar o monitoramento e controle do sistema elétrico, o governo realizou alguns ajustes no modelo energético. Os principais ajustes foram nas áreas de segurança energética, modicidade tarifária e universalização do atendimento. Com todas essas mudanças, pode-se dizer que o modelo energético de 2004 manteve a base do modelo da década de 90 (ABRADEE, 2014).

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), atualmente o setor elétrico brasileiro é caracterizado pelos seguintes aspectos:

- Desverticalização do setor, segregando a geração, transmissão e distribuição;
- Atuação de empresas públicas e privadas;
- Planejamento e operação centralizados;
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do custo do serviço;
- Regulação da geração para os empreendimentos antigos;
- Concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos;
- Existência de consumidores cativos e livres;
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres;

- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos;
- Separação entre os preços de energia elétrica (*commodity*) dos preços de seu transporte (utilização dos cabos condutores);
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

### 2.1.1 Sistema Interligado Nacional – SIN

O SIN é um sistema hidrotérmico com predominância hidráulica de geração e transmissão de energia elétrica com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, englobando as cinco regiões do Brasil e possuindo uma capacidade instalada de geração de energia elétrica em 130.493.877 quilowatts (kW). Com múltiplos proprietários, cujas instalações são operadas por empresas de natureza privada, pública e de sociedade mista, regulado e fiscalizado pela ANEEL. Cabe ao ONS a coordenação e controle do SIN, de acordo com as disposições dos Procedimentos de Rede, que são documentos de caráter normativo, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN (ONS, 2014).

As linhas de transmissão têm como papel fundamental levar a energia das usinas geradoras aos centros consumidores de energia, e também permitem com que a geração de energia no Brasil seja otimizada, de modo a permitir a transferência de energia entre regiões, por meio das linhas de interligação. A transmissão permite que o sistema elétrico opere com união e confiabilidade, criando assim uma grande otimização de custos através de grandes intercâmbios de energia. Na Figura 1 está ilustrado o mapa do sistema de transmissão com o horizonte do SIN para 2014.

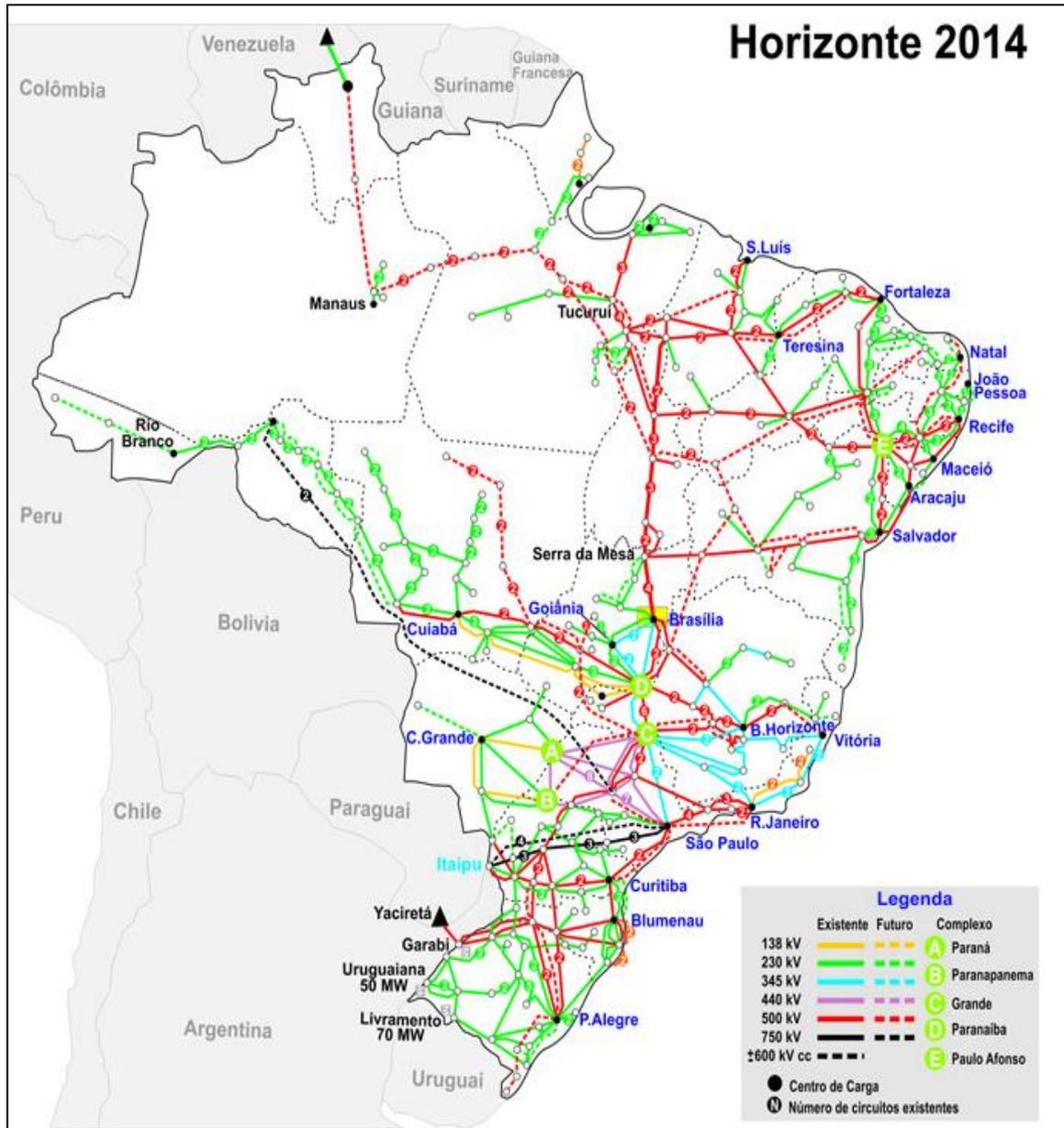
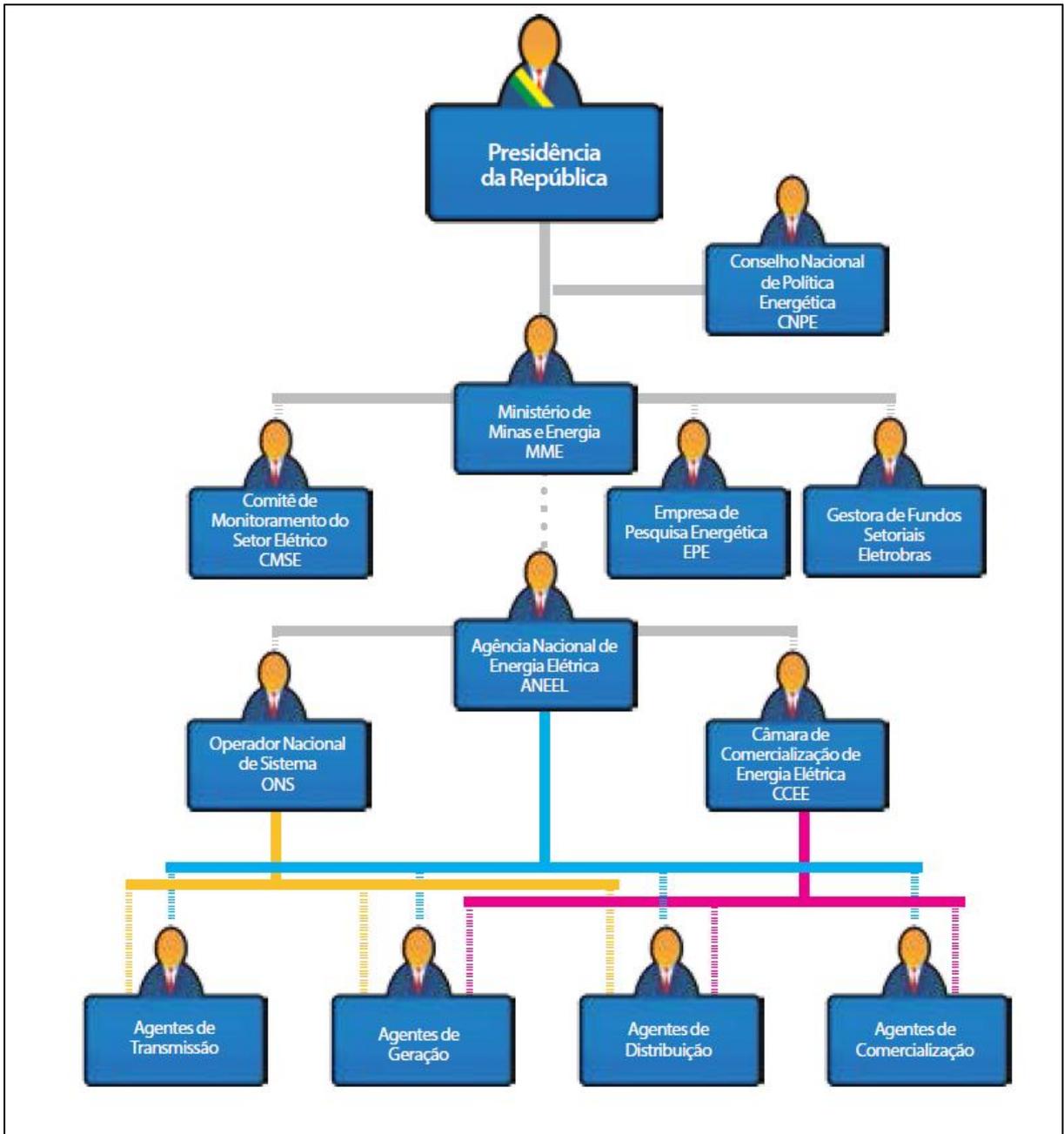


Figura 1: Mapa do sistema de transmissão do SIN  
 Fonte: ONS, 2014.

### 2.1.2 Visão geral das instituições que compõem o setor elétrico brasileiro

Conforme foi citado no início desse capítulo, o setor elétrico brasileiro passou por algumas reformulações em meados da década de 90 e no ano de 2004, conciliando um equilíbrio institucional entre agentes do governo, agentes públicos e iniciativa privada. A Figura 2 apresenta o organograma dos agentes que compõe o setor elétrico.



**Figura 2: Organograma do setor elétrico**  
**Fonte: ABRADÉE, 2014.**

No decorrer dessa seção serão abordadas as características de cada instituição, relatando as suas principais atividades e contribuições para o setor elétrico brasileiro, ressaltando na seção 2.1.4 as regras de participação das PCHs no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), conforme estipula o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

### 2.1.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética foi criado no dia 6 de agosto de 1997, de acordo com a Lei nº 9.478 Art. 2º, fica vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- I. Estimular o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os seguintes princípios enumerados no Art. 1º da Lei nº 9.478:
  - Preservar o interesse nacional;
  - Promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
  - Proteger os interesses do consumidor quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos;
  - Proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
  - Garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional;
  - Incrementar a utilização do gás natural;
  - Identificar as soluções mais viáveis para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
  - Utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
  - Promover a livre concorrência;
  - Atrair investimentos na produção de energia;
  - Ampliar a competitividade do País no mercado internacional;
- II. Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;
- III. Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

- IV. Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas;
- V. Estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis;
- VI. Sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

#### 2.1.2.2 Ministério de Minas e Energia – MME

O Ministério de Minas e Energia foi criado em 1960 pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, é um órgão do Governo Federal, responsável por orientar as políticas energéticas do país. No ano de 1990, a Lei nº 8.028 desvaneceu o MME, transferindo as suas responsabilidades ao Ministério da Infraestrutura, que também passou a ser responsável pelos setores de transportes e comunicações. Em 1992 através da Lei nº 8.422, o MME voltou a ser criado e tem como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobras, ambas possuem economias mistas, ou seja, possuem incentivos públicos e privados (MME, 2014).

As principais responsabilidades do MME incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. Também tem como atribuição estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico e determinar as ações que serão tomadas se houver um desequilíbrio entre oferta e demanda de energia (ABRADEE, 2014).

### 2.1.2.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico foi criado no dia 15 de março de 2004 pela Lei nº 10.848, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (MME, 2014).

De acordo com o Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004, Art. 3º, compete ao CMSE as seguintes atribuições:

- I. Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- II. Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no item anterior, em horizontes pré-determinados;
- III. Realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados, abrangendo os seguintes parâmetros, dentre outros:
  - a) Demanda, oferta e qualidade de insumos energéticos, considerando as condições hidrológicas e as perspectivas de suprimento de gás e de outros combustíveis;
  - b) Configuração dos sistemas de produção e de oferta relativos aos setores de energia elétrica, gás e petróleo;
  - c) Configuração dos sistemas de transporte e interconexões locais, regionais e internacionais, relativamente ao sistema elétrico e à rede de gasodutos.
- IV. Identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- V. Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no item IV, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE.

#### 2.1.2.4 Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A Empresa de Pesquisa Energética foi instituída no dia 15 de março de 2004 pela Lei nº 10.847, e teve sua criação regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004. A EPE é uma empresa vinculada ao MME, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras (MME, 2014).

Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que assegurem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica (CCEE, 2013).

#### 2.1.2.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica foi instituída no dia 26 de dezembro de 1996 pela Lei nº 9.427, a qual foi regulamentada pelo Decreto nº 2.335 tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal, zelar pela qualidade dos serviços prestados, intermediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores finais, estabelecer o preço das tarifas, permitir e autorizar instalações e serviços de energia, estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços (MME, 2014).

De acordo com a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece que a ANEEL tem como responsabilidade promover licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN.

Conforme o livro “Atlas” da ANEEL esses leilões dividem-se em duas categorias: energia existente e energia nova. Os leilões de energia existente correspondem às usinas que se encontram em operação e os volumes contratados são entregues no prazo de um ano (A-1); já os leilões de energia nova, correspondem à produção de empreendimentos em processo de

leilão das concessões e de usinas que já foram deferidas pela ANEEL que estão em fase de planejamento ou construção, o prazo de entrega está previsto em torno de 3 a 5 anos (A-3 e A-5). Além desses, a ANEEL realiza também os leilões de ajuste e os leilões de reserva. O primeiro serve para que as distribuidoras complementem o volume necessário para atendimento ao mercado, pois as compras de longo prazo são realizadas com bases nas projeções. Os leilões de reserva têm o intuito de construir usinas que devem entrar em operação no caso de uma escassez das usinas consideradas convencionais, as usinas hidrelétricas.

#### 2.1.2.6 Operador Nacional do Sistema – ONS

O Operador Nacional do Sistema foi criado no dia 27 de maio de 1998 pela Lei nº 9.648, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.

De acordo com o Decreto nº 5.081, Art 1º, o ONS é um órgão jurídico de direito privado sem fins lucrativos, tendo a incumbência de executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. A rede básica do SIN são instalações de transmissão, tais como linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestações que suportem uma tensão igual ou superior a 230 kV (ONS, 2014). Além dessas atribuições, o ONS realiza estudos e projeções com base em dados históricos, presente e futuros da oferta de energia elétrica e do mercado consumidor; define quais usinas devem ser despachadas; opera o programa que atua com base em projeções chamado *Newave*; e elabora cenários para a área de energia elétrica.

#### 2.1.2.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada no dia 15 de março de 2004 pela Lei nº 10.848, a CCEE sucede a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE). A instituição foi estabelecida como pessoa jurídica de direito privado e sem fins lucrativos, os seus recursos viriam de contribuições dos agentes associados. No campo operacional, uma das

principais atribuições da CCEE é contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, mensalmente são apuradas as diferenças entre os montantes de energia contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado. Para isso, os contratos de energia entre compradores e vendedores são registrados na CCEE. Outra atribuição importante é determinar os débitos e créditos desses agentes com base nas diferenças apuradas, realizando a liquidação financeira das operações, para isso, a instituição calcula o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que é utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. (CCEE, 2013)

Além das atribuições principais, incluem-se ainda:

- I. Fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- II. Executar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da ANEEL;
- III. Manter os registros de dados de energia gerada e de energia consumida;
- IV. Firmar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- V. Conferir as infrações que são cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;

#### 2.1.2.8 Agentes de Geração

Segundo a ABRADDEE, os agentes de geração são empresas públicas ou privadas responsáveis pela geração de energia elétrica, sendo ela originária de fontes hidráulicas, térmicas, eólicas, biomassa e outros tipos. Esses agentes podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL, são classificados em 3 tipos:

- Concessionários de Serviço Público de Geração: agente titular de serviço público federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica.
- Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE): são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta em risco.

- Autoprodutores (AP): são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

#### 2.1.2.9 Agentes de Transmissão

São empresas públicas ou privadas responsáveis pela conexão dos geradores aos centros de consumo ou às empresas distribuidoras. As empresas são reguladas pela ANEEL, que estabelece a receita permitida a cada uma delas a partir de processos de revisão e reajuste tarifários. A ANEEL realiza leilões para concessão das linhas de transmissão, é definida a empresa vencedora aquela que se dispõe a construir e operar o empreendimento de transmissão (Linhas de transmissão e subestações) em troca da menor receita anual permitida (ABRADEE, 2014).

#### 2.1.2.10 Agentes de Distribuição

São empresas públicas ou privadas titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição, outorgada pelo Poder Concedente, são reguladas pela ANEEL, que fixa o valor das tarifas de fornecimento aos consumidores cativos, fixa também as tarifas de uso da rede aos geradores e consumidores livres (ABRADEE, 2014).

### 2.1.3 Modelo de comercialização de energia e os tipos de consumidores no Brasil

Atualmente no Brasil existem três tipos de consumidores de energia, são eles:

- Consumidor cativo: são aqueles que não podem comprar energia elétrica diretamente com o gerador, somente através de uma empresa concessionária ou permissionária que tem a concessão de realizar o serviço de distribuição de sua localidade, ou seja, dos agentes de distribuição que atendem a região onde esses consumidores estão instalados. Nesta categoria encontram-se todos os clientes de baixa tensão e a maioria dos consumidores de média tensão. Esses consumidores não têm a possibilidade de negociar preço, ficando submetido às tarifas de fornecimento estabelecidas pela ANEEL.

- Consumidor livre: são os consumidores que podem optar em comprar energia no mercado livre, escolhendo assim os seus fornecedores de energia, que pode ser um gerador ou um agente comercializador. Possuem a possibilidade de escolher preço, prazo e flexibilidade quanto ao seu montante de consumo, porém esse consumidor deve ter uma demanda mínima de 3 MW, em qualquer nível de tensão.
- Consumidor especial: esse consumidor também pode negociar no mercado livre, porém a energia adquirida deve ser de fontes alternativas, como por exemplo, biomassa, PCHs e solar, para ser denominado um consumidor especial a sua demanda deve ser igual ou superior a 500 kW.

Os consumidores livres e especiais devem ter 100% de sua energia contratada, ou seja, devem possuir contratos bilaterais de suprimento de energia para horizontes de curto, médio e longo prazo. Já os consumidores cativos não precisam se preocupar com essa situação, pois quem tem a obrigação de contratação de energia é a distribuidora em que ele está conectado. A venda dos montantes de energia por parte dos geradores, comercializadores, importadores e exportadores, são lastreadas pela Garantia Física (GF) das usinas fornecedoras, esse lastro de energia é calculado pela EPE e pautado pelo MME (CCEE, 2013).

Com o intuito de assegurar a modicidade tarifária e garantir o suprimento de energia, o novo modelo de contratação de energia segmentou o mercado em dois ambientes distintos, o ACR e o ACL.

No ACR, também conhecido como Mercado Regulado, participam os consumidores cativos e as distribuidoras que possuem mercado maior que 500 GWh por ano, a compra de energia é realizada por parte das distribuidoras através de leilões regulados pela ANEEL e promovidos pela CCEE. Os leilões regulados têm como finalidade estimular a competição entre os agentes de geração, as empresas vencedoras devem suprir a quantidade de energia demandada com o menor preço ofertado. A compra e a venda de energia são formalizadas através dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), os contratos resultantes dos leilões podem ser por quantidade ou disponibilidade, os contratos por quantidade geralmente são de energia hidráulica, ficando os geradores sujeitos a riscos de sobras ou déficits de energia, negociados no PLD, esses riscos podem ser minimizados se os geradores participarem do MRE, mecanismo responsável por realocar montantes de energia gerados entre as usinas participantes. Os contratos por disponibilidade são destinados às usinas termelétricas, prevendo uma remuneração fixa ao gerador

independentemente da sua geração. Esse contrato tem como objetivo garantir a segurança do sistema hidrotérmico, ou seja, quando as condições hidrológicas forem desfavoráveis as usinas termelétricas são despachadas por ordem de mérito, que são aquelas que apresentam o menor custo de operação, caso as condições hidrológicas sejam favoráveis essas usinas ficam em modo de espera (ABRADEE, 2014).

As distribuidoras também podem contratar energia através da chamada Geração Distribuída (GD), que consiste na contratação de usinas de pequeno porte, conectadas no sistema de distribuição e obedecendo ao limite de 10% de sua carga total. Elas ainda adquirem energia das fontes alternativas incentivadas pelo governo, que são as PCHs, usinas eólicas e de biomassa, participantes do programa PROINFA.

Segundo a ABRADDEE, o ACL é também denominado de Mercado Livre, nesse ambiente ocorre a compra e venda de energia por meio de contratos bilaterais entre consumidores livres, comercializadores, importadores, exportadores de energia e geradores. Assim como no Mercado Regulado, os consumidores também devem apresentar cobertura total do seu consumo de energia, que é feita mensalmente tendo como base o consumo verificado e contratos de compra de energia dos últimos 12 meses, todos esses contratos devem ser registrados na CCEE.

Além do contrato de energia, se o consumidor livre estiver conectado no sistema de transmissão, deverá arcar com os custos de transmissão, denominado Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), o mesmo acontece se o consumidor livre estiver conectado ao sistema de distribuição, arcando agora com os custos de distribuição, denominado Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), esse custo é especificado pela distribuidora que ele esta conectado.

#### 2.1.4 Medidas de Incentivo às Pequenas Centrais Hidrelétricas

Conforme Moreno (2012b), o governo lançou medidas de incentivo específicas para as PCHs, devido ao fato delas possuírem pequeno impacto ambiental, barragem de pequeno porte e serem instaladas perto dos centros de consumo, reduzindo assim custos com linhas de transmissão. Dentre as medidas adotadas pelo governo pode-se citar o cálculo simplificado do montante de GF, diferente das Usinas Hidrelétricas (UHEs), as PCHs têm a GF calculada como sendo a produção de energia esperada, obtida através de um histórico mínimo de 30 anos de vazões no local do aproveitamento hidrelétrico. Outro incentivo que se pode citar são

descontos da tarifa fio (taxa de uso de conexão com o sistema), além das PCHs optarem por participar ou não do MRE, sendo que elas não são despachadas pelo ONS.

O Mecanismo de Realocação de Energia, existente apenas no Brasil, foi criado para o compartilhamento do risco hidrológico, específico para as UHEs naquele momento, devendo os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, ser assumido individualmente pelas usinas participantes, não sendo desta forma, cobertos pelo MRE. Com a inserção das PCHs no MRE, foi observado que as mesmas não se mostravam eficientes, uma vez que, à medida que entravam em operação comercial, não apresentavam o desempenho pressuposto através do cálculo de Garantia Física (MORENO, 2012a).

Foi fiscalizado pelo Órgão Regulador que esta ineficiência estava provocando desequilíbrios no MRE, desta forma, viu-se a necessidade de legislação específica que regulamentasse a participação das PCHs no MRE, sendo publicada então a Portaria nº 463/2009, pelo MME e posteriormente a ANEEL publicou a Resolução nº 409/2010 prevendo a exclusão do MRE (MORENO, 2012b). Assim sendo, o desempenho de uma PCH é verificado pela Portaria nº 463/2009 do MME, onde é avaliado o histórico de geração em relação à garantia física. O período verificado considera no mínimo de 48 meses de operação comercial, registrados na CCEE, devendo os 12 primeiros meses de operação ser desconsiderados, pois trata-se de período crítico de ajuste dos equipamentos, conhecido normalmente como “curva da banheira”.

Através da comparação do histórico de geração média contra a garantia física da PCH, é verificado se a usina atingiu o critério mínimo de desempenho requerido para determinado tempo de operação comercial. Caso o histórico de geração observado seja inferior a 80% da GF entre 48 meses e 60 meses de operação, por exemplo, haverá uma redução de 5% na GF. Podendo ocorrer uma nova penalização, em mais 5% na próxima verificação, caso a usina não atenda novamente o critério mínimo necessário e essas verificações ocorrem nos meses de janeiro e julho de cada ano. O Decreto nº 5163/2004 estabelece limite máximo para redução da GF. As reduções não podem ultrapassar 10% do montante original da GF durante o período de concessão da usina.

Na Tabela 1 estão estabelecidos os critérios de avaliação de desempenho, conforme legislação vigente.

Tabela 1: Critérios de avaliação de desempenho Portaria nº 463/2009 MME

<b>m é o número de meses em operação comercial</b>	<b>Verificação de desempenho</b>	<b>Ação do MME com aplicação após 6 meses da verificação</b>
$48 \leq m < 60$	$\frac{GM}{GF} < 80\%$	Reduz GF em até 10% durante a concessão limitado em 5% cada redução.
$m > 60$	$\frac{GM}{GF} < 90\%$	
$48 \leq m < 60$	$\frac{GM}{GF} > 120\%$	Aumenta GF para o valor de GM verificado durante o período.
$m > 60$	$\frac{GM}{GF} > 110\%$	

Fonte: (MORENO, 2012b, p.66)

Visualizando a Tabela 1 nota-se que a PCH pode ter redução ou aumento de sua garantia física dependendo somente do seu histórico de geração. Caso ocorra um aumento de garantia física, o novo valor será igual ao valor da Geração Média (GM) observado durante o período verificado. A geração média pode ser calculada conforme a Equação 2:

$$GM = \frac{12}{8760} \frac{\sum_{i=1}^m Egeri}{m} \quad (2)$$

Onde:

8760 = número de horas no ano;

$i = 1, 2, 3, \dots, m$ ;

$m$  = número de meses (múltiplo de doze) desde o décimo terceiro mês de operação comercial até o penúltimo mês do período em análise;

$Egeri$  = quantidade de energia gerada no mês  $i$ , referida ao ponto de conexão;

$GM$  = geração média de energia elétrica em MWmédio.

A Resolução Normativa nº 409/2010 da ANEEL estabelece critérios mínimos para que as PCHs continuem a participar do MRE. De acordo com esta resolução, as PCHs devem a cada período específico, atender a critérios mínimos de desempenho até atingirem o regime de estabilidade, quando então, este critério é fixado em 85% da garantia física vigente. Este normativo teve sua fundamentação originada no fato de que muitos agentes de geração, proprietários de PCHs, não se preocupavam com a operação eficiente de seus ativos, ou até

mesmo da conservação das condições técnicas das usinas. Uma visão deste problema é apontada por Moreno:

“Devido as PCHs participarem do MRE, isto proporciona ao proprietário da usina uma garantia de atendimento do seu contrato de venda de energia mesmo que a PCH não produza o montante de energia contratado, pois a diferença de energia que falta para complementar o montante é coberto pelo MRE e tratado como risco hidrológico. Desta forma, muitos produtores não tinham preocupação com o risco de déficit do sistema, pois a remuneração do seu contrato era garantida pelo MRE a um custo inexpressivo, mesmo que não houvesse nenhum montante de energia sendo gerada pela sua PCH”. (MORENO, 2012b, p.68)

A Resolução n° 409/2010 considera os seguintes parâmetros para avaliar o desempenho de uma PCH, quanto à participação no MRE:

- (i) O tempo de operação comercial;
- (ii) A geração média de energia elétrica ao longo do tempo, obtida a partir dos dados de geração registrados na CCEE e referidos ao ponto de conexão;
- (iii) A Garantia Física vigente.

A possibilidade de exclusão do MRE é verificada através da Equação 2, porém os critérios avaliados pela Resolução Normativa n° 409/2010 diferem dos critérios preconizados pela Portaria n° 463/2009, conforme Tabela 2.

Tabela 2: Critérios de exclusão do MRE conforme Resolução n° 409/2009 ANEEL

Número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial (m)	$\frac{GM}{GF} * 100$
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
$m > 120$	$\geq 85\%$

Fonte: ANEEL – Resolução Normativa 409/2009

A verificação da ANEEL, através da Resolução nº409/2010 é anual e ocorre sempre no mês de agosto de cada ano, após 24 meses de entrada em operação comercial. Caso a geração da PCH esteja abaixo dos valores indicados na Tabela 2, na verificação no ano 'n', de acordo com o período de operação, a PCH receberá uma notificação do MME relatando a possibilidade de exclusão do MRE em janeiro do ano 'n+2', caso na verificação no ano 'n+1' ela continue com desempenho abaixo do valor esperado.

Após a exclusão do MRE, a PCH passa a ter várias desvantagens, por exemplo, o critério de redução da garantia física não estará mais limitado em 10%, pois esse limitante é válido apenas para PCHs participantes do MRE, conforme Decreto nº 5.163/2004. Desta forma, a garantia física será revisada semestralmente e assumirá o valor médio da geração histórica observada no período, provocando desta forma, um fluxo de caixa instável e inseguro ao investidor, proprietário da PCH.

Outra desvantagem está associada ao fato de que se a PCH não produzir o suficiente para atender o seu contrato de fornecimento de energia, o agente de geração responsável pelo contrato terá que comprar o montante faltante no mercado de curto prazo, liquidado ao PLD, que é extremamente volátil, podendo atingir valores da ordem de duas a quatro vezes o valor de contrato de venda do MWh produzido pela PCH, ou seja, a volatilidade do PLD produz um despendido financeiro maior, gerando fluxo de caixa negativo.

### 3 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Neste capítulo serão abordadas as características técnicas principais das PCHs, levando em conta suas peculiaridades construtivas de acordo com as características típicas do rio e da região na qual ela se encontra. Também serão levantados alguns aspectos sobre o impacto ambiental que acarreta da sua construção, assunto cada dia mais relevante para uma sociedade consciente que busca um ambiente mais sustentável e harmonioso.

O atual quadro de escassez hídrica em algumas regiões do Brasil tem servido para levantar algumas reflexões sobre o setor elétrico brasileiro. Com a saturação dos grandes rios e o evidente transtorno gerado a cada construção de uma grande usina, cada vez mais a geração distribuída e as PCHs recebem uma atenção especial.

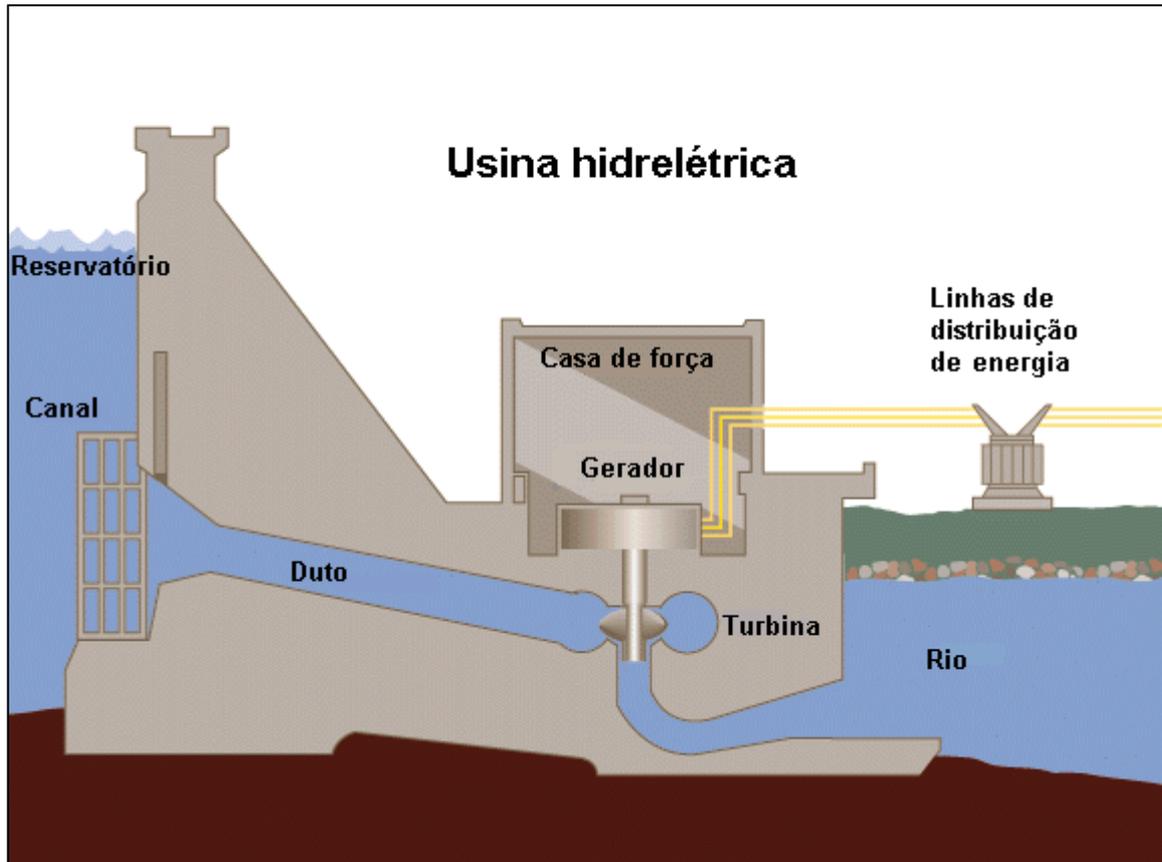
Dentre os elementos básicos que compõem uma usina hidrelétrica estão: a barragem, responsável pela formação de um reservatório de água; tomadas d'água e condutos forçados que levam a água desde o reservatório até a casa de força, situada num nível mais baixo à jusante da barragem, que aloja os grupos de turbina-gerador e equipamentos auxiliares; o canal de fuga por onde a água é novamente reconduzida ao rio (ARCE, 2006).

Outro componente muito importante numa hidrelétrica é o vertedouro, por onde o volume de água que excede à capacidade do reservatório é descarregado, deve-se destacar que o volume de água excedente vertido é considerado perda de energia, logo é uma situação indesejável.

#### 3.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E SEU IMPACTO NO MEIO AMBIENTE

Antes de qualquer projeto de uma usina ser colocado em prática, deve-se analisar cuidadosamente os possíveis impactos que acarretarão a implantação da mesma. A idéia de implantação de uma PCH, para ser colocada em prática, depende de uma criteriosa análise e de conhecimento da área onde será instalada, e principalmente de um projeto de alta confiabilidade, que aponte o potencial inventariado e avalie detalhadamente os pontos sujeitos a danos incitantes de irregularidades que afete direta ou indiretamente o meio ambiente ou a população da região.

Na Figura 3 está demonstrado um modelo simplificado de uma usina hidrelétrica.



**Figura 3: Esquemático de uma Usina Hidrelétrica**  
 Fonte: VOITH, 2014.

Cada vez mais, devem-se levantar todos impactos relevantes e adotar medidas mitigadoras ou compensatórias, a fim de se harmonizar o empreendimento com o meio ambiente e as atividades econômico-sociais da comunidade local (NILTON, 2009).

Formalmente o conceito de impacto ambiental é definido como:

“Qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente causado por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que direta ou indiretamente afetam a sociedade regional” (Conceito extraído dos Decretos nº 750/9 e 3.179/99)

### 3.2 CLASSIFICAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

As PCHs podem ser divididas ou classificadas através de alguns fatores como: capacidade de regularização do reservatório; o sistema de adução; a potência instalada e a queda de projeto.

- Capacidade de regularização

Em seu Manual de Diretrizes para Estudos e Projetos de PCHs, a Eletrobrás as classifica em:

- a Fio d'Água;
- de Acumulação, com Regularização Diária do reservatório;
- de Acumulação, com Regularização Mensal do reservatório.

A primeira classificação corresponde ao modelo mais simples, pois dispensa estudos de vazões, de sazonalidade da carga elétrica do consumidor e facilita os estudos e a concepção da tomada d'água. Trata-se de usinas situadas em rios que possuem vazões iguais ou maiores a descarga necessária a potência a ser instalada.

Os outros dois casos referem-se ao caso em que as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessidade de potência projetada, sendo que em um caso o estudo para regularização é diário e o outro é baseado em análise das médias mensais.

- Sistema de adução

Quanto ao sistema de adução são considerados basicamente os dois que vem a seguir, a escolha de um ou de outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

- Potência instalada e queda de projeto

Uma das principais características das PCHs é a potência e a queda de projeto, desta forma, a Eletrobrás parametrizou estes elementos segundo a Tabela 3.

Tabela 3: Classificação quanto a Potência e Queda

CLASSIFICAÇÃO	POTÊNCIA - P(kW)	QUEDA DE PROJETO - Hd(m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	P<100	Hd<15	15<Hd<50	Hd>50
MINI	100<P<1000	Hd<20	20<Hd<100	Hd>100
PEQUENAS	1000<P<30000	Hd<25	25<Hd<130	Hd>130

Fonte: ELETROBRÁS, 2012

Como a potência elétrica é uma das características principais das Usinas Hidrelétricas, e a função objetivo do problema deste trabalho depende dela, a função matemática da potência será apresentada na próxima seção.

- Potência Gerada

A potência gerada por uma unidade geradora é função da altura de queda, vazão turbinada e o rendimento dos equipamentos utilizados, como pode ser visualizado na Equação 3 (ARCE, 2006):

$$P_i = g \cdot \rho \cdot 10^{-6} \cdot \eta_{tur_i} \cdot \eta_{ger_i} \cdot h_{l_i} \cdot q_{t_i} \quad (3)$$

Onde:

- $P_i$  é a potência gerada na máquina i (MW)
- $g$  é a aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>)
- $\rho$  é o peso específico da água (kg/m<sup>3</sup>)
- $\eta_{tur_i}$  é o rendimento da turbina i (%)
- $\eta_{ger_i}$  é o rendimento do gerador i (%)
- $h_{l_i}$  é a altura da queda líquida da máquina i (m)
- $q_{t_i}$  é a vazão turbinada na máquina i (m<sup>3</sup>/s)

A altura de queda líquida por sua vez é função do nível de montante do reservatório, do nível de jusante e das perdas hidráulicas nos condutos forçados, de acordo com a Equação 4 (SALMAZO, 1997):

$$h_{li} = n_m - n_j - h_{ph_i} \quad (4)$$

Sendo:

- $h_{li}$  é a altura da queda líquida (m)
- $n_m$  é o nível de Montante (m)
- $n_j$  é o nível de Jusante (m)
- $h_{ph_i}$  é a altura de perda hidráulica da máquina i (m)

Quanto ao nível de Montante, para usinas com reservatório grande, a variação do nível de montante não é significativa no horizonte de um dia, tanto em períodos de alta como de baixa. Porém usinas a fio d'água admitem pequena variação na sua cota de montante por questões construtivas.

O nível de Jusante é uma das variáveis da queda líquida, em consequência afeta diretamente na geração. A elevação nesse nível causa, conforme as Equações (3) e (4) uma redução da potência gerada.

De acordo com as características físicas da bacia na qual a PCH está inserida, deve-se fazer um estudo minucioso de qual tipo de turbina é a mais apropriada para o tamanho da queda e a vazão do projeto, na próxima seção serão abordamos alguns aspectos sobre os principais tipos de turbinas.

### 3.3 TURBINAS HIDRÁULICAS

As Turbinas hidráulicas possuem um princípio comum de funcionamento. A água entra na turbina vinda de um reservatório e escapa para um canal de nível mais baixo. A água que entra é conduzida por um duto fechado até um conjunto de palhetas ou injetores que transferem a energia mecânica do fluxo de água em potência de eixo. O eixo do rotor da turbina é suportado por mancais de escora e contra escora axialmente e radialmente por mancais de guia (SOARES, 2013).

Independente do tipo de Turbina, alguns componentes podem ser chamados de órgãos essenciais. São eles:

- Distribuidor: é um elemento fixo. Suas funções são: direcionar a água à roda segundo uma direção adequada; modificar a vazão, ou seja, alterar a seção de saída do distribuidor, indo de zero, fechado, até a abertura máxima.
- Rotor ou roda: é um órgão móvel, gira em torno de um eixo. Está munido com um sistema de pás fixas a um eixo e é responsável por transformar grande parte da energia hidráulica em trabalho mecânico.
- Difusor ou tubo de sucção: é uma parte fixa e suas funções são: recuperar a altura entre a saída da roda e o nível do canal de fuga; recuperar parte da energia cinética correspondente a velocidade residual da água na saída da roda.
- Carcaça: Também é uma parte fixa. Conduz a água do conduto forçado até o distribuidor, garantindo descargas parciais iguais a todos os canais formados pelas pás do distribuidor.

Ao selecionar as turbinas a serem usadas nas pequenas centrais hidrelétricas, deve-se observar sua facilidade de operação e manutenção. Tecnicamente a turbina geralmente é selecionada, levando-se em conta a queda líquida em metros e a descarga em metros cúbicos por segundo.

Historicamente, dividem-se as turbinas em dois tipos segundo a variação da pressão estática: as de ação e as de reação. No primeiro caso, a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética para, depois de incidir nas pás do rotor, transformar-se em mecânica. Na turbina de reação o rotor é completamente submerso na água, com o escoamento da água ocorre uma diminuição de pressão e velocidade entre a entrada e a saída do rotor. (MAUAD, 2004).

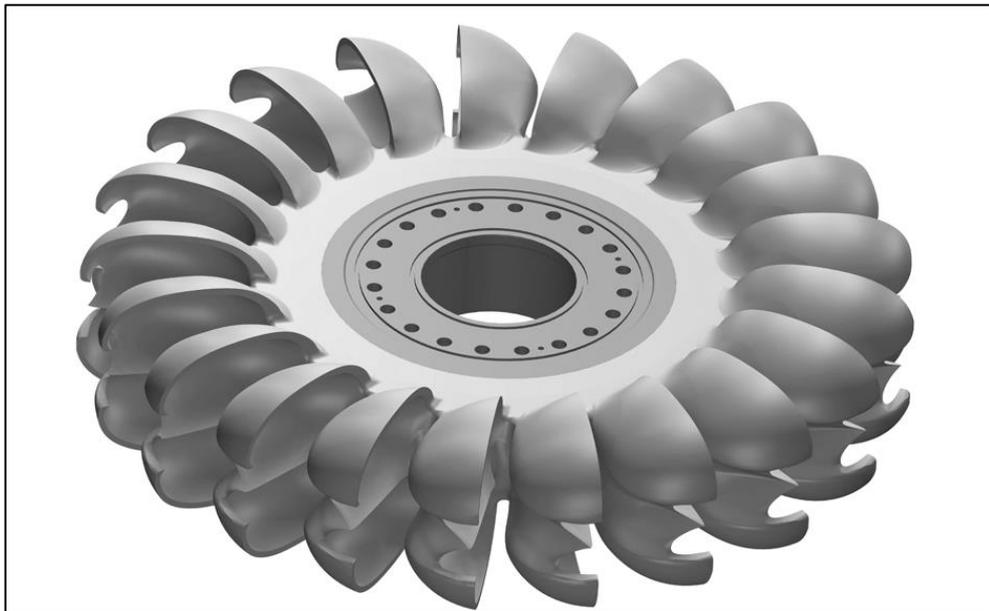
Já quanto à direção do fluxo através do rotor, as turbinas podem ser classificadas como: radial, axial, tangencial ou diagonal.

As turbinas hidráulicas mais utilizadas em aproveitamentos hidroelétricos são: Pelton, Francis e Kaplan. As características gerais de cada uma são apresentadas na sequência (MAUAD,2004).

- Turbinas Pelton

As turbinas Pelton enquadram-se nas turbinas de ação, por possuírem a característica de transformar a energia potencial de queda em energia cinética no jato injetor, e só depois a energia cinética é convertida em energia mecânica no rotor da turbina.

Seu uso é adequado para locais onde haja altas quedas e pequenas vazões. Possui bons rendimentos dentro de uma larga faixa de operação da potência nominal. A turbina Pelton, conforme mostrado na Figura 4, é constituída basicamente por um rotor, em torno do qual estão fixadas as pás ou conchas, por uma tubulação de adução contendo um ou mais injetores e por blindagens metálicas no caminho da água.



**Figura 4: Exemplo de turbina Pelton**  
**Fonte: VOITH, 2014.**

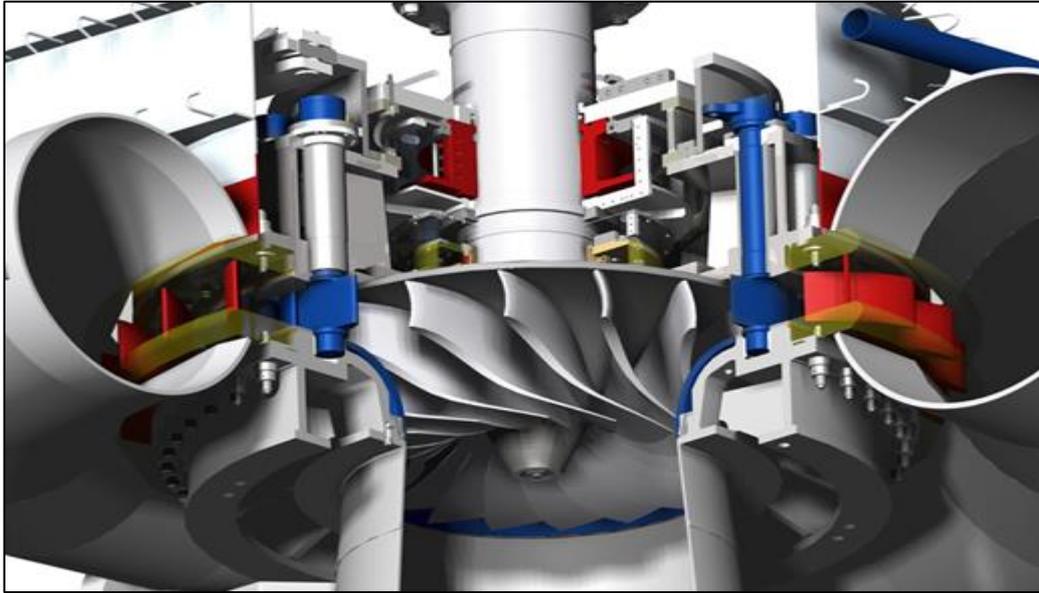
- Turbinas Francis

A turbina Francis é a turbina de maior uso em quedas de vazões médias. Apresenta um rendimento elevado, que cresce com o aumento da potência, o grau de fabricação e acabamento da turbina. São recomendadas para aproveitamentos hidrelétricos com queda de até 10 metros (para PCHs). Para estas pequenas quedas a ausência do conduto forçado e da caixa espiral simplifica a concepção e diminui o custo do equipamento.

Nesse tipo de turbina, o rotor, o distribuidor, o tubo de sucção e parte do eixo ficam situados dentro de uma câmara em comunicação direta com a câmara de carga e abaixo do

nível mínimo de montante. A câmara da turbina comumente construída em concreto armado estanque, podendo-se usar também outros materiais locais.

A Figura 5 apresenta uma turbina do tipo Francis.

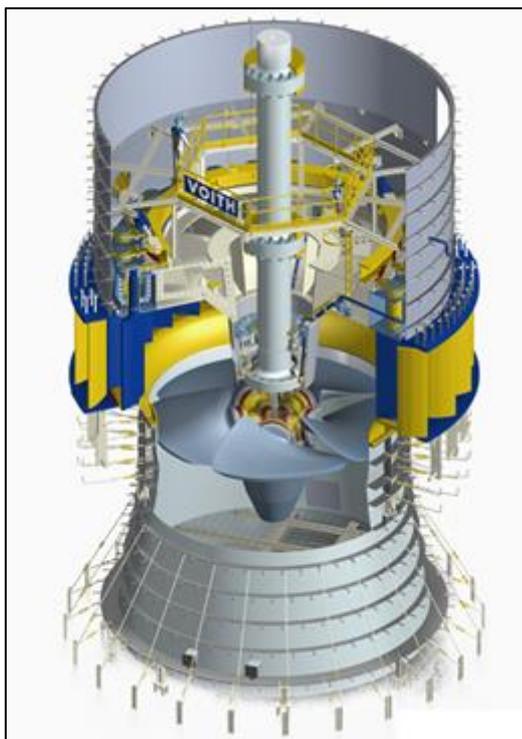


**Figura 5: Exemplo de turbina Francis**  
**Fonte: VOITH, 2014.**

- Turbinas Kaplan

As turbinas do tipo Kaplan apresentam uma faixa de operação entre quedas de 20 até 50 metros. Semelhante a Turbina Francis, a diferença está no rotor. Este se assemelha a um propulsor com duas a seis pás móveis. Um sistema de embolo e manivelas montado dentro do cubo do rotor é responsável pela variação do ângulo de inclinação das pás. O acionamento das pás é acoplado ao das palhetas do distribuidor, de modo que para uma determinada abertura do distribuidor, corresponde um determinado valor de inclinação das pás do rotor (PORTAL PCH, 2014).

A Figura 6 mostra um exemplo de uma turbina Kaplan em corte.

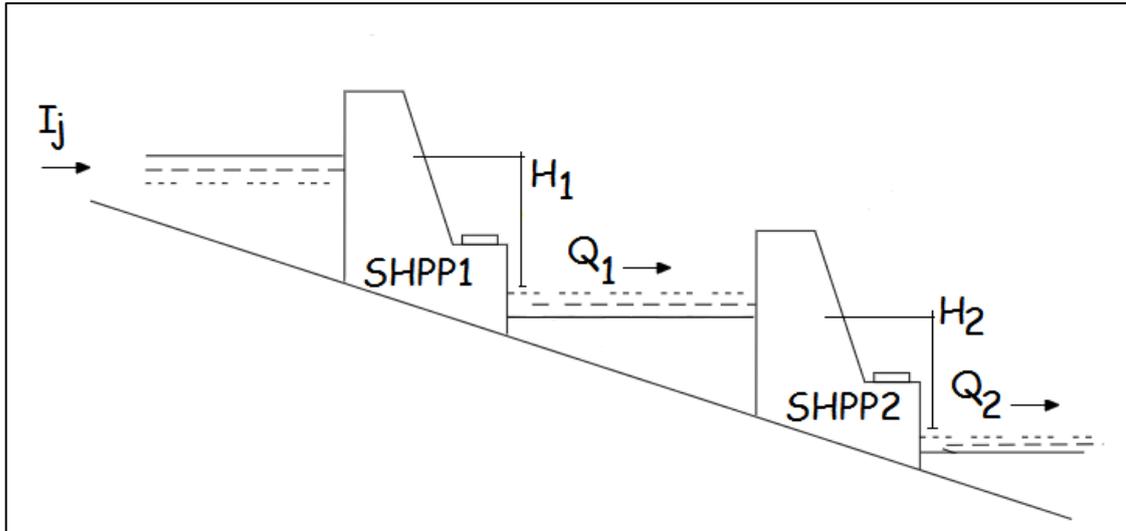


**Figura 6: Exemplo de turbina Kaplan**  
**Fonte: VOITH, 2014.**

### 3.4 USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA

Um dos desafios da área de planejamento da operação e expansão consiste em determinar a melhor metodologia para avaliar a capacidade de garantia de um sistema hidrelétrico frente um comportamento hidrológico estocástico, denominado energia firme. Usualmente, avalia-se tanto a energia firme global do sistema, como também, a energia firme individualizada para cada usina que compõe o sistema em cascata. (OLIVEIRA, Edimar et al, 2009).

Para usinas em cascata, o nível de água do reservatório de uma planta a jusante é influenciado pela operação da planta localizada a montante, bem como o nível do canal de fuga da planta de montante é influenciado pelo nível do reservatório a jusante (MORENO, 2012b). Conforme pode ser verificado na Figura 7, a elevação do nível do reservatório da usina de jusante SHPP2 provoca elevação do canal de fuga da SHPP1, reduzindo conseqüentemente a queda bruta  $H_1$ , afetando consideravelmente o rendimento da turbina.



**Figura 7 : Configuração de usinas em cascata**  
**Fonte: MORENO, 2012b.**

Desta forma o estudo de otimização da operação de usinas em cascata tem como objetivo principal, determinar o melhor ponto de operação global para ambas usinas da cascata, de forma que as turbinas operem no melhor rendimento proporcionado pela seleção de uma potência ótima sem que ocorra perda energética através de vertimento, ou seja, deve existir o uso racional dos recursos hídricos através do melhor modo de operação dos reservatórios.

A regularização de um reservatório tem como variáveis de controle, as seguintes variáveis: o volume útil do reservatório; a vazão afluente; a vazão vertida; a vazão turbinada, e a vazão ambiental (ou vazão sanitária). Quando se busca a otimização da geração hidroelétrica, o que se procura é o melhor ponto de operação do conjunto turbina/gerador, mantendo as variáveis de controle dentro das restrições do domínio de operação de cada usina.

O volume útil do reservatório é a parcela de água armazenada que é utilizada para complementar a vazão afluente necessária para a geração de energia, no caso de hidrelétricas. A vazão afluente é a vazão que chega ao reservatório do aproveitamento hidrelétrico, sendo determinante para avaliar a energia disponível. A vazão depende das condições hidrológicas naturais da bacia hidrográfica e dos aproveitamentos existentes a montante, podendo ser classificada como vazão regularizada, quando há usinas a montante, ou natural, quando não há interferência alguma no fluxo afluente ao reservatório.

A vazão defluente (ou efluente) de uma usina hidrelétrica é composta por duas parcelas: a vazão turbinada e a vazão vertida. A vazão turbinada é aquela que passa pelas turbinas e de fato gera energia elétrica, já a vertida é aquela que passa pelos vertedouros, não

gerando energia (MARCATO, 2010). A vazão ambiental afeta diretamente a produção de energia esperada em uma PCH, dado que uma parcela da vazão afluyente é destinada a atender as condicionantes ambientais, com objetivo específico de preservação do meio biótico no trecho de desvio do rio, quando a configuração da barragem exige, ou quando a usina não esta produzindo energia, ou seja, a vazão ambiental alimenta o trecho a jusante quando não há vazão turbinada.

Como citado por Garcia e Andrezza (GARCIA, et al., 2004), a vazão ambiental é um aspecto que afeta diretamente o benefício das PCHs e merece destaque devido à sua estreita relação com o meio ambiente. A vazão ambiental é a que possibilita ao meio ambiente manter a integridade dos processos naturais que se dão no ambiente de instalação da PCH. O estabelecimento de vazões mínimas à jusante das barragens implica na não contabilização deste volume para produção de energia, fato que deve ser considerado como restrição no modelo de otimização e operação das pequenas centrais hidrelétricas.

No controle das vazões e conseqüentemente do volume dos reservatórios, o vertedouro é o elemento principal que garante a integridade da estrutural da barragem, no caso de excesso de vazão afluyente. Dentre os tipos e classificações, os mais usuais são o vertedouro do tipo soleira livre e vertedouro controlado por comportas. A principal finalidade do vertedouro é liberar o excesso de água, garantindo a integridade física da barragem, porém em algumas configurações, o vertedouro controlado é utilizado para garantir a vazão ambiental quando a usina não esta em operação.

A operação deste tipo de dispositivo ocorre em momentos em que a vazão afluyente ao reservatório é superior à vazão máxima turbinada, ou seja, o quantitativo que não pode ser aproveitado para a geração de energia elétrica é armazenado até o limite de segurança do reservatório, denominado de nível máximo normal, atingindo este nível, o excedente é liberado através do vertedouro. Caso o mesmo seja de superfície livre, o excedente é descarregado naturalmente, sem a interferência humana. Já no caso de vertedouro controlado, há necessidade de comandar a abertura das comportas, necessitando para isso uma regra bem definida para garantir a segurança de comunidades localizada a jusante.

Para o caso de cheias extremas, em grandes reservatórios (UHEs com reservatórios de regularização anual) existe a possibilidade de realizar o controle de cheias a jusante. O reservatório é levado lentamente até o nível *maxi-maximorum*, realizando desta forma, um amortecimento da cheia, além de deslocar no tempo o pico da cheia, preservando as condições a jusante da usina. No caso das PCHs esse tipo de operação não existe, ou seja, devido ao

pequeno volume de armazenamento, o reservatório não é capaz de realizar o amortecimento de cheias. Apesar de existir o nível *maxi-maximorum*, o mesmo é utilizado apenas como meio de controle e segurança da barragem.

## 4 TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO

Neste capítulo serão abordados brevemente os modelos de otimização e suas características, também serão destacados os fundamentos e leis que regem os tipos matemáticos de otimização. Como citado anteriormente, será utilizada a técnica de Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*), que será apresentada e detalhada no tópico 4.3, para otimização das usinas propostas nesse trabalho.

### 4.1 CONCEITO DE OTIMIZAÇÃO

A otimização de um processo consiste em fazê-lo mais eficiente com menor custo. Otimizar é configurar o melhor modelo de um projeto sem que seja necessário testar todas as possibilidades envolvidas. Nos casos mais simples, um problema de otimização consiste em maximizar ou minimizar uma função real, escolhendo sistematicamente valores de entrada e calculando o valor da função. Tanto as funções como as restrições dependem dos valores assumidos pelas variáveis do projeto (SARAMAGO, 2003).

Como citado por Saramago (2003), pode-se utilizar a otimização em várias áreas, como por exemplo, no planejamento e análise de operações, otimização de formas, controle de sistemas dinâmicos e também na área de sistemas elétricos. Tratando-se simultaneamente uma grande quantidade de variáveis e restrições, o que faz da otimização uma vantagem para diminuir o tempo gasto em um projeto, pois quanto mais variáveis existirem em um projeto, maior será o tempo computacional necessário para a solução, o que limita a utilização de alguns métodos.

Com o avanço do poder computacional disponível, várias técnicas de otimização evoluíram e possibilitaram a solução de vários problemas de gestão de recursos hídricos. Junto com o avanço da tecnologia computacional, o desenvolvimento da inteligência computacional, muitas técnicas de Heurísticas e Metaheurísticas, que serão estudadas mais a fundo no próximo tópico, também têm sido utilizadas para solução desses problemas. Além de apresentarem rápida convergência, estas técnicas possuem baixo custo computacional (SARAMAGO, 2003).

Através da aplicação de técnicas de otimização, será encontrado um ponto que maximize a geração de energia elétrica, minimizando o custo da geração e visando também o aumento do benefício social para manter o custo de tarifação, operação e expansão do sistema

em valores aceitáveis. Isso porque quando o nível de armazenamento de água do sistema está baixo, nos períodos de seca, é necessário a utilização de usinas térmicas que possuem elevado custo de geração, manutenção e elevado custo de geração, o que aumenta custos e tarifas (MORENO, 2012b).

## 4.2 HEURÍSTICA E METAHEURÍSTICA

A heurística é uma técnica de otimização que encontra soluções de boa qualidade para problemas complexos através de etapas muito bem definidas. Do ponto de vista teórico, uma heurística não tem a capacidade de encontrar uma solução ótima global de um problema complexo, geralmente encontrando apenas um ótimo local e de pobre qualidade. Porém, uma heurística tem como vantagem sua fácil formulação, implementação, sendo rápida e robusta (ROMERO et al, 2004).

Como citado por Romero e Mantovani (2004), a heurística inicia o processo de um ponto do espaço de busca dentro de um conjunto de transições através do espaço de soluções do problema e termina quando encontra um ótimo local. Há vários tipos de técnicas heurísticas, e a diferença entre elas está na escolha do ponto inicial para iniciar as transições, a caracterização da vizinhança e o critério usado para escolher o próximo ponto, denominado como vizinho. O processo chega ao fim quando todos vizinhos testados são de pior qualidade que o valor adotado.

Segundo Viot (2010), se um método é especificamente aplicado a um tipo de problema, sob forma de algoritmo, este é denominado um método Heurístico, ou simplesmente uma Heurística. Em contrapartida, se um método pode ser aplicado na resolução de vários tipos de problemas de otimização combinatória, é denominada Metaheurística. As Metaheurísticas possuem como principal característica a existência de mecanismos internos que evitam parar em ótimo local, mesmo que para isso piorem a solução objetivo.

Neste trabalho será utilizado uma Metaheurística para a solução do problema proposto. Essa técnica pode ser considerada como uma evolução dos algoritmos heurísticos. O processo de encontrar um ótimo global em um espaço grande deve ser realizado de forma eficiente procurando em um conjunto reduzido por vez. Desta forma, por Metaheurística entende-se que se trata da estratégia que especifica a forma em que se deve realizar a busca de

uma maneira mais inteligente. Assim, a diferença entre as metaheurísticas é a estratégia utilizada por cada uma delas (ROMERO et al., 2004).

O processo de busca consiste inicialmente de 4 passos, conforme classificado por Romero e Mantovani (2004):

- Especificar uma forma de identificar ou representar um elemento do espaço de busca, isto é, uma proposta de solução de problema;
- Especificar a forma de encontrar a função objetivo ou seu equivalente para cada proposta de solução;
- Especificar a vizinhança da solução corrente;
- Especificar se a forma de realizar as transições deve ser realizada a partir de um único ponto ou de um conjunto de pontos;

Os métodos Metaheurísticos são baseados em mecanismos biológicos de aprendizado e adaptação ao meio e podem ser basicamente subdivididos em: Programação Genética, Algoritmo Genético, Algoritmo Evolucionário, Evolução Diferencial, Programação Evolutiva, Inteligência de Enxame e Colônia de Formigas.

Nos próximos tópicos serão abordadas diferentes técnicas de otimização de forma sucinta, entre elas, Algoritmo Genético, Otimização por Colônia de Formigas, Enxame de Partículas e Recozimento Simulado. Este último terá um estudo mais aprofundado, pois será o utilizado na solução do problema proposto neste trabalho.

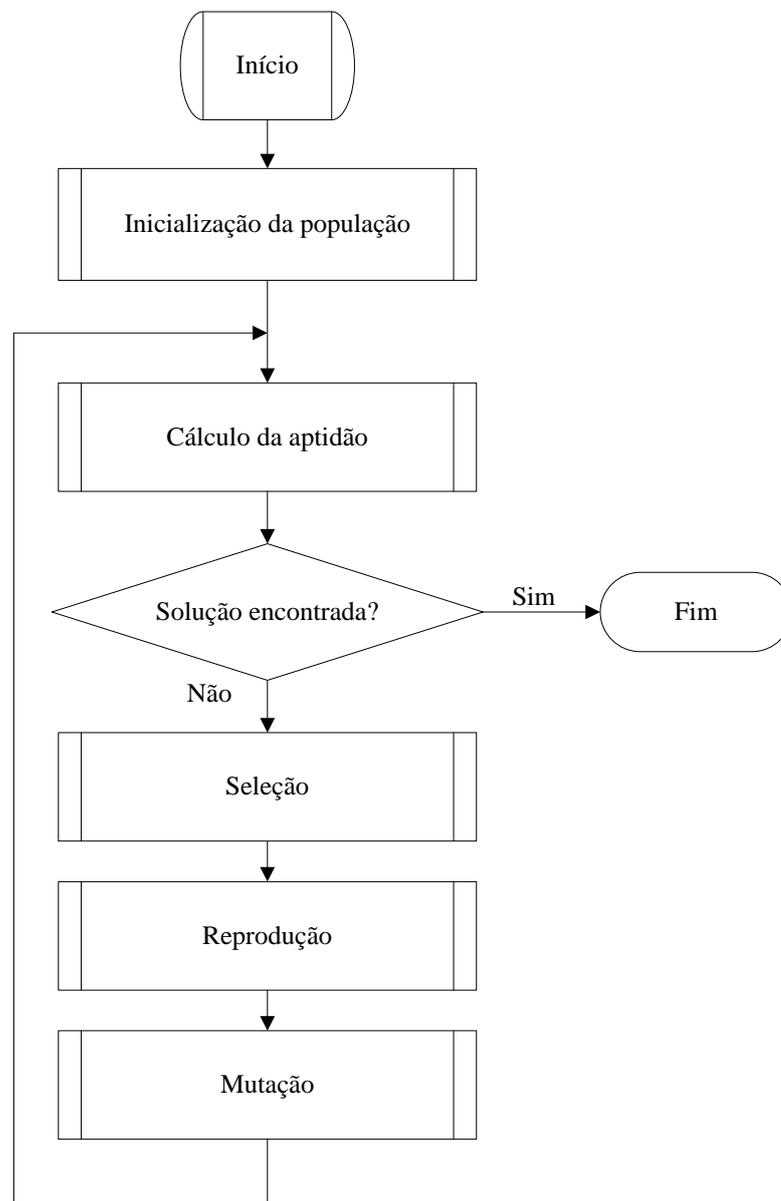
#### 4.2.1 Algoritmo Genético

O método Algoritmo Genético (AG), surgiu na década de 70 em trabalhos desenvolvidos pelo professor John Holland. O AG utiliza a busca estocástica para emular a teoria de Darwin da seleção natural e solucionar problemas de otimização, compreendendo um conjunto de elementos individuais (a população) e um conjunto de operadores biologicamente inspirados definidos sobre a própria população (MALAQUIAS, 2006).

De acordo com a teoria revolucionária, somente os indivíduos mais adaptados em uma população, têm a maior probabilidade de sobrevivência e geram descendentes, assim transmitindo sua identidade biológica às novas gerações. Analogamente em

termos computacionais, um algoritmo genético mapeia um problema em um conjunto de palavras binárias, manipulando as mais promissoras em busca de soluções melhoradas (MALAQUIAS, 2006).

A Figura 8 mostra a estrutura de um Algoritmo Genético Básico.



**Figura 8: Fluxograma do Algoritmo Genético**  
Fonte: Adaptado MALAQUIAS, 2006

No método, inicialmente é escolhida uma população inicial e a qualidade desta população é determinada. Logo após, em cada iteração, pais são escolhidos da população para

produzir filhos, que são adicionados à população. Cada indivíduo da população resultante pode então sofrer alguma mutação, que é uma alteração aleatória no cromossomo.

Conforme citado por Moreno (2012b), o AG seleciona aleatoriamente componentes para localizar as regiões ótimas no espaço, ou seja, não é um método determinístico. Para evitar os ótimos locais, a busca é realizada a partir de uma população de pontos e não de um único ponto. AG trabalha diretamente com a função objetivo e não exige a existência de suas derivadas ou outras informações auxiliares, ao contrário de outras técnicas.

#### 4.2.2 Otimização por Colônia de Formigas

Proposto por Colorni e Dorigo (1991), a otimização por colônia de formigas (*Ant Colony Optimization – ACO*) é um algoritmo de otimização combinatória discreto. Baseado no comportamento das formigas, a ACO toma por base a busca das formigas por alimento, pois elas têm a capacidade de determinar o caminho mais curto entre sua casa e o alimento mais próximo.

Ao caminhar do ninho para a fonte de alimento, as formigas depositam no caminho uma substância química denominada feromônio, que possibilita uma comunicação indireta por modificação local do ambiente (estigmergia) (MORENO, 2012b). Assim, como descrito por Dorigo (1996), ao se depararem em um ponto de decisão, ou seja uma interseção entre dois caminhos, escolhem o caminho com maior quantidade de feromônios que as mesmas sentem pelo cheiro. Este processo pode ser visto como uma forma de inteligência coletiva ou *swarm intelligence*.

Fundamentado na utilização de agentes simples, o modelo *Ant System* criado por Dorigo é um exemplo inicial de modelo de otimização estocástica que guarda sempre a melhor solução, denominado formigas artificiais. Aplicado originalmente ao clássico Problema do Caixeiro Viajante – PCV, onde procura-se determinar o menor caminho entre cidades ligadas por estradas. O modelo *Ant Colony System* (DORIGO; GAMBARELLA, 1997) utiliza como base o modelo *Ant System*.

Como descrito por Moreno (2012b), as modificações permitiram que o modelo *Ant System* se transformasse em uma Metaheurística reconhecidamente capaz de resolver problemas de otimização, tais como: problema do caixeiro viajante, ordenação sequencial, especificação quadrática e problemas de roteamento de veículos.

### 4.2.3 Otimização por Enxame de Partículas

Proposto por Kennedy e Eberhart (2001), a técnica de otimização PSO (*Particle Swarm Optimization*), traduzida para o português como Otimização por Enxame de Partículas é um método estocástico baseado em populações, que implementa uma metáfora do comportamento social da interação entre indivíduos (partículas) de um grupo (enxame). (MORENO, 2012b)

Observando-se grupos de animais (como bandos de pássaros, colônia de formigas e cardumes de peixes organizados a um mesmo fim) verifica-se que o comportamento do grupo é influenciado pela experiência individual acumulada por cada indivíduo bem como pelo resultado da experiência acumulada por todos indivíduos.

Como citado por Moreno (2012b), cada solução candidata do problema corresponde a um ponto no espaço de busca. Após a troca de informação de cada indivíduo (*partícula*) e entre toda a população (*swarm*), a solução ajusta sua trajetória em direção a uma posição melhor que a posição anterior e para a melhor posição atual já alcançada por qualquer outro membro na sua vizinhança.

## 4.3 RECOZIMENTO SIMULADO – SIMULATED ANNEALING

De acordo com Izquierdo (2010), o Recozimento Simulado é uma técnica difundida a partir do trabalho de Kirkpatrick (1985) e outros na década de 80. Esta técnica segue os princípios do processo físico de recozimento e estabelece a aplicação do algoritmo de Metropolis para a resolução de problemas de otimização.

O recozimento simulado, do inglês *Simulated Annealing* (SA), é uma heurística de busca local baseada no conceito de recozimento (“*annealing*”), um processo que consiste em aquecer um metal até o ponto de fusão e então resfriá-lo, lentamente, permitindo que as moléculas alcancem uma configuração de baixa energia e formem uma estrutura cristalina, livre de defeitos.

Como citado por Romero e Mantovani (2004) este método parte de uma solução viável de um problema e aceita soluções vizinhas. Analogamente ao processo físico de recozimento, em altas temperaturas há grande probabilidade de que seja escolhida qualquer solução vizinha, mesmo essa não sendo a melhor opção. Já quando se resfria lentamente, a

chance de se escolher soluções melhores é maior, havendo portanto um processo de escolha mais refinado.

No processo físico, na temperatura de “*Annealing*”, o material encontra-se na fase líquida e as partículas arrumam-se aleatoriamente e, se resfriado bruscamente, a estrutura formada tende a um estado aleatoriamente estável, permitindo que as partículas se arrumem no estado de menor energia. Se o material for resfriado de uma forma suficientemente lenta, o sistema buscará um ponto de equilíbrio com uma microestrutura ordenada e estável (SARAMAGO, 2003).

A Tabela 4 faz uma analogia entre o sistema físico e um problema de otimização combinatória:

Tabela 4: Analogia entre sistema físico e otimização combinatória

<b>Sistema Físico</b>	<b>Problema de otimização</b>
Estado Físico	Solução
Energia de Estado	Custo da solução
Temperatura	Parâmetro de controle que faz o papel da temperatura
Prescrição de resfriamento (cooling schedule)	Regras que regem a inicialização e decréscimo do parâmetro de controle
Estado fundamental do sólido (congelamento)	Ótimo global
Resfriamento rápido (quenching)	Procedimento de busca local
Resfriamento lento e controlado	<i>Simulated Annealing</i>

**Fonte: IZQUIERDO, 2010, p. 39**

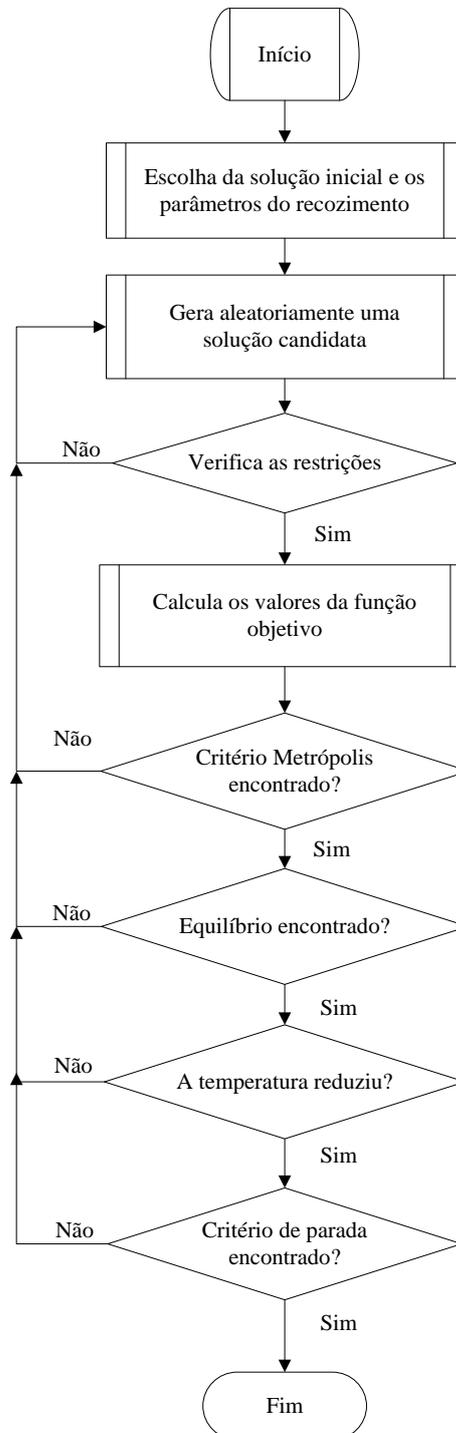
Algoritmos baseados na SA garantem o ótimo global e a vantagem dessa técnica é a sua propriedade de usar uma estratégia de descida, permitindo movimentos de ascensão aleatórios, assim evitando ótimos locais.

As variáveis da função objetivo são iteradas aleatoriamente e armazena-se o melhor valor da função a cada iteração. A Temperatura é então reduzida (“*annealing*”) e novas iterações são realizadas. Este procedimento é feito até que se escape de um mínimo local para que ao final do processo se obtenha um mínimo global (ROMERO et al., 2004).

Para escapar do mínimo local, o algoritmo da metaheurísticas SA aceita movimentos de piora como forma de escapar dos ótimos locais. Sendo uma busca feita no espaço  $s$ , é possível a partir de uma solução  $f(S)$ , encontrar a solução  $f(S')$  em sua vizinhança, de tal

forma que,  $f(S') < f(S)$  ou  $f(S') > f(S)$ , mesmo que a nova solução  $f(S')$  signifique uma piora no valor da função objetivo (MORENO, 2012b).

As etapas do Recozimento Simulado podem ser verificadas na Figura 9, que descrevem o fluxo dos processos realizados pelo método até a obtenção dos valores ótimos esperados.



**Figura 9: Fluxograma genérico do Recozimento Simulado**  
 Fonte: Adaptado MARQUES, 2013

Proposto por Dowsland (1993), o pseudocódigo do algoritmo é simples e robusto, conforme mostrado abaixo:

Algoritmo Recozimento Simulado:

```

1 Inicializar ( $f(\cdot)$ ,  $N(\cdot)$ ,  $\alpha$ ,  $SA_{max}$ ,  $T_0$ ,  $S$ )
2  $S^+ \leftarrow S$  {Melhor solução obtida até então}
3  $IterT \leftarrow 0$  {Número de iterações na Temperatura T}
4  $T \leftarrow T_0$  {Temperatura corrente}
5 enquanto  $T > 0$  e  $IterT < SA_{max}$  faça
6    $IterT \leftarrow IterT + 1$ 
7   Gere um vizinho qualquer  $S' \in N(S)$ 
8    $\Delta E = f(S') - f(S)$ 
9   se  $\Delta E < 0$  então
10     $S \leftarrow S'$ 
11   senão
12    Gere um número aleatório  $rand \in [0,1]$ 
13    se  $rand < e^{\frac{-\Delta E}{kT}}$  então
14      $S \leftarrow S'$ 
15    fim se
16   fim se
17   se  $f(S') < f(S^+)$  então
18     $S^+ \leftarrow S'$ 
19   fim se
20    $T \leftarrow \alpha T$  {Resfriamento a uma taxa  $\alpha$ }
21    $IterT \leftarrow 0$ 
22 fim enquanto
23  $S \leftarrow S^+$ 
Saída Retorne valor de S
fim

```

**Algoritmo 1: Pseudocódigo do algoritmo Recozimento Simulado (DOWNSLAND, 1993)**

Nesse algoritmo é feito um teste da variação de  $\Delta E$  do valor da função objetivo, ou seja, para cada vizinho  $S'$  de  $S$  é calculado  $\Delta E = f(S') - f(S)$ . Caso  $\Delta E < 0$ , o algoritmo torna a solução  $S'$  como sendo a solução corrente, pois houve melhora na solução. Se  $\Delta E \geq 0$ , a solução  $S'$  pode ser aceita com uma probabilidade  $p$  de aceitação dada por  $p = rand < e^{\frac{-\Delta E}{kT}}$ , onde  $rand$  é um número aleatório  $\in [0,1]$ ,  $T$  é um parâmetro do método, chamado de temperatura e que regula a probabilidade de aceitação de soluções com custo pior e  $k$  é a constante de Boltzmann, frequentemente adotada igual a unidade para facilitar a convergência (MORENO, 2012b).

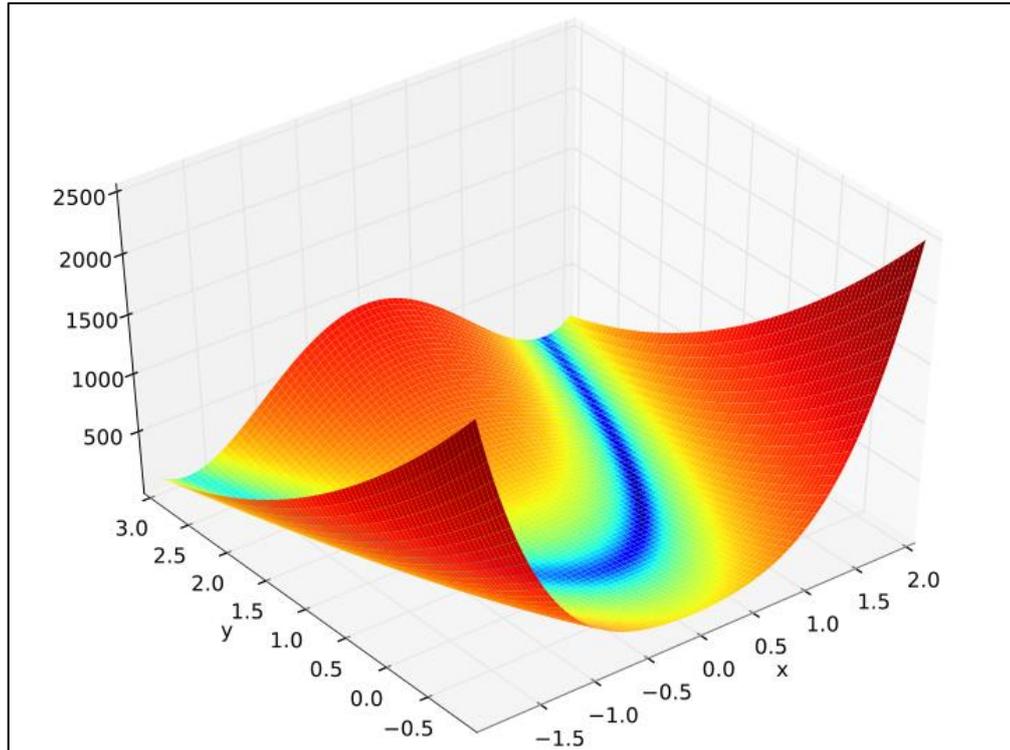
O processo se inicia com um valor de temperatura elevado  $T = T_0$ , pois quanto maior o valor de  $T$ , maior a probabilidade de aceitação de piora da solução atual. Após o número de iterações necessárias para o sistema atingir o equilíbrio térmico em uma dada temperatura, o valor de  $T$  é reduzido gradativamente pela razão de resfriamento  $\alpha$ , tal que  $T_n \leftarrow \alpha T_{n-1}$ , sendo  $0 < \alpha < 1$ . Utilizando esse procedimento, inicialmente, há maior chance para que o algoritmo não assuma valores de ótimos locais e, assim com o decréscimo do valor de  $T$ , o algoritmo se comporta como o método de descida, já que se diminui a probabilidade de se aceitar movimento de piora ( $T \rightarrow 0 \rightarrow e^{\frac{-\Delta E}{kT}} \rightarrow 0$ ) (MORENO, 2012b).

O procedimento é finalizado, segundo Moreno (2010), quando a temperatura  $T$  atinge um valor próximo de zero, ou seja, o sistema está estável, e nenhuma solução possibilite um valor pior que o já encontrado. A solução encontrada nesses parâmetros é dita como o ótimo global do problema. Como já mostrado no Algoritmo 1, os parâmetros de controle do procedimento são a taxa de resfriamento  $\alpha$ , o número de iterações para cada temperatura  $SA_{max}$ , a temperatura inicial  $T_0$ , o decaimento de temperatura  $\varepsilon$ , o número máximo de perturbações na solução corrente  $P$  e o número máximo de sucessos por iteração  $L$ . Sendo que  $L \leq P$ .

Em termos ilustrativos, foi implementado pelos autores deste trabalho o algoritmo do Recozimento Simulado para um problema simples com duas variáveis, onde se deseja minimizar o valor da função:

$$f(x, y) = (1 - x)^2 + 100 \cdot (y - x^2)^2 \quad (5)$$

Essa função possui mínimo global em  $f(x, y) = 0$  com  $x = 1$  e  $y = 1$ , e apresenta uma estreita faixa onde estão situados os mínimos locais, destacada na cor azul na Figura 10, retirada da dissertação de Moreno (2012b).



**Figura 10: Função Rosenbrock no espaço  $R^2$**   
**Fonte: MORENO, 2012b.**

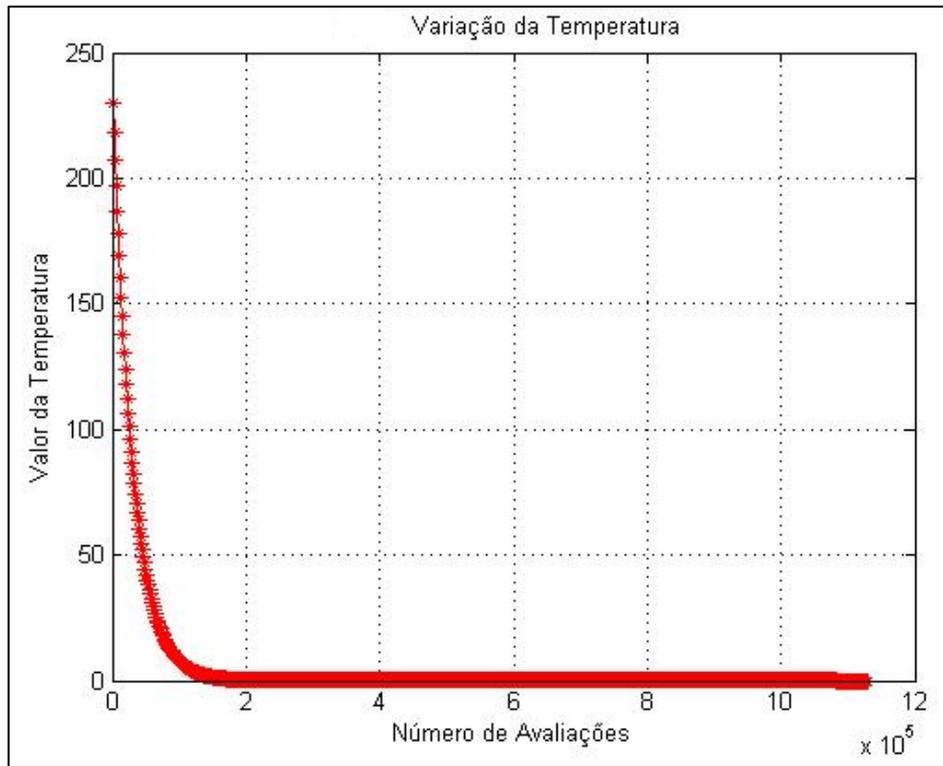
Após aplicar o algoritmo o resultado obtido foi:

- Tempo de execução 247,616 (s);
- Solução:  $\hat{x} = 1,000950$  e  $\hat{y} = 1,001883$
- Total de avaliações da função objetivo: 1.129.500
- Temperatura final:  $4,0683 \cdot e^{-15}$
- Melhor valor da função objetivo:  $f(x, y) = 9,353 \cdot e^{-7}$

Observa-se que o resultado é muito bom e bem próximo do mínimo global, que pode ainda ser melhorado caso seja alterado o critério de parada, que neste exemplo foi adotado como sendo quando o valor da função objetivo atingir valor menor que  $10^{-6}$ . Como se trata de uma metaheurística e depende do mecanismo de geração de números aleatórios embutido no *MatLab*<sup>®</sup>, a cada nova execução a resposta pode apresentar pequenas diferenças.

O gráfico de decaimento da temperatura, que controla a aceitação de soluções, está apresentado na Figura 11. O algoritmo ao iniciar o processo de busca, possui temperatura elevada, ou seja, aceita soluções piores que a melhor já encontrada, que possibilita avaliar o espaço de soluções adjacente em busca de melhora. Com o decaimento da temperatura, a

probabilidade de aceitação de soluções piores diminui e o algoritmo passa aceitar apenas soluções melhores, caminhando desta forma em direção ao máximo global, no caso de um problema de maximização, ou de mínimo global para um problema de minimização.



**Figura 11: Gráfico do decaimento da temperatura**  
**Fonte: Resultado da simulação realizada no software MatLab®**

A aplicabilidade geral e a habilidade de fornecer soluções de qualidade bastante próximas da ótima são apontadas como as principais vantagens do Recozimento Simulado. Ele pode ter as seguintes aplicações: resolução dos problemas clássicos de otimização combinatória, resolução dos problemas de projeto de circuitos, em análise de dados, processamento de imagens, em física, entre outros.

Para as usinas em cascata será levada em conta a quantidade de insumos retirada de cada reservatório, maximizando a geração energética total das duas usinas, mas que continue dentro das restrições regulatórias, físicas, ambientais e operacionais. Devido ao nível de água do reservatório a jusante ser influenciado pela operação da usina localizada a montante, faz com que esta otimização não seja um problema simples (MORENO, 2012b).

Pelo grande número de variáveis que envolvem a melhor utilização dos recursos hídricos disponíveis para obter a máxima geração de energia das usinas em cascata, a otimização torna-se um problema não linear complexo que utilizará iterações não lineares entre as variáveis de entrada e saída do modelo.

#### 4.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS

Após citar e exemplificar alguns métodos metaheurísticos, será feita uma breve comparação entre os métodos, justificando a escolha do SA para a solução do problema proposto neste trabalho.

As técnicas do Algoritmo Genético e da Colônia de Formigas, são metaheurísticas que utilizam a análise combinatória no processo de otimização, ou seja, é necessário conhecer todo o universo de amostras para iniciar o método. Exemplo de aplicação em sistemas de potência do AG é pelo processamento de alarmes de um centro de supervisão e controle (FRITZEN, 2012). Devido ao método de busca combinatório, essas duas técnicas não são aplicáveis ao problema proposto neste trabalho.

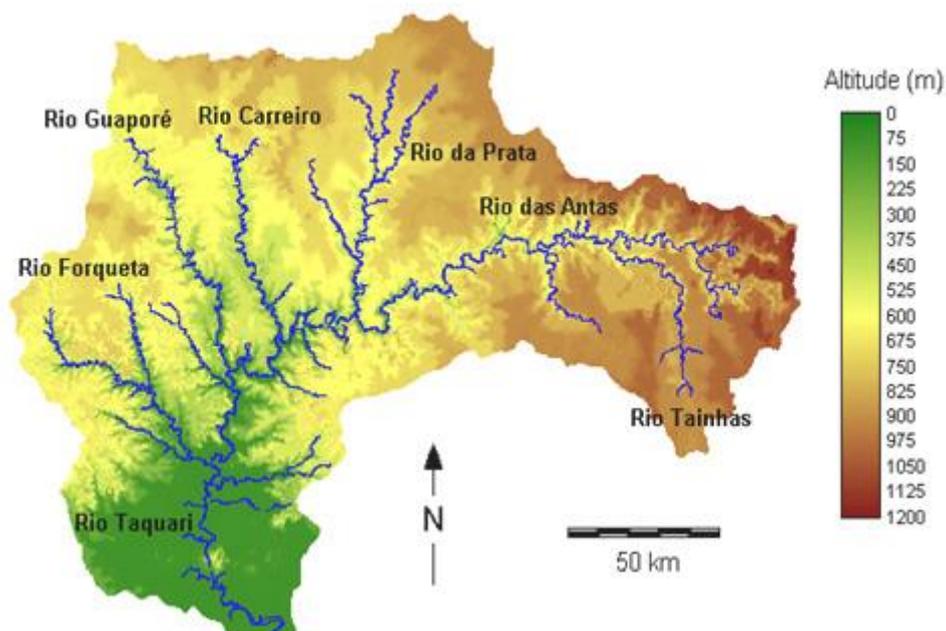
Analogamente ao SA, o PSO é capaz de otimizar uma função multiobjetivo não linear, criando a partir de um “número aleatório” o universo do problema e encontrar seu ótimo global. Um exemplo da aplicação do PSO é para a otimização do planejamento diário da geração de energia de usinas hidrelétricas (MORENO, 2012b), que apresentou um ótimo resultado com baixo custo computacional e com rápida convergência.

## 5 APLICAÇÃO DA TÉCNICA RECOZIMENTO SIMULADO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta as características técnicas e hidrológicas das duas PCHs em estudo, sendo posteriormente apresentados os dados de vazão e geração registrados durante o período de cinco dias de operação da cascata, os dados reais de geração serão comparados com os valores obtidos aplicando a técnica do Recozimento Simulado na mesma série de vazão.

### 5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E HIDROLÓGICAS DAS USINAS EM ESTUDO

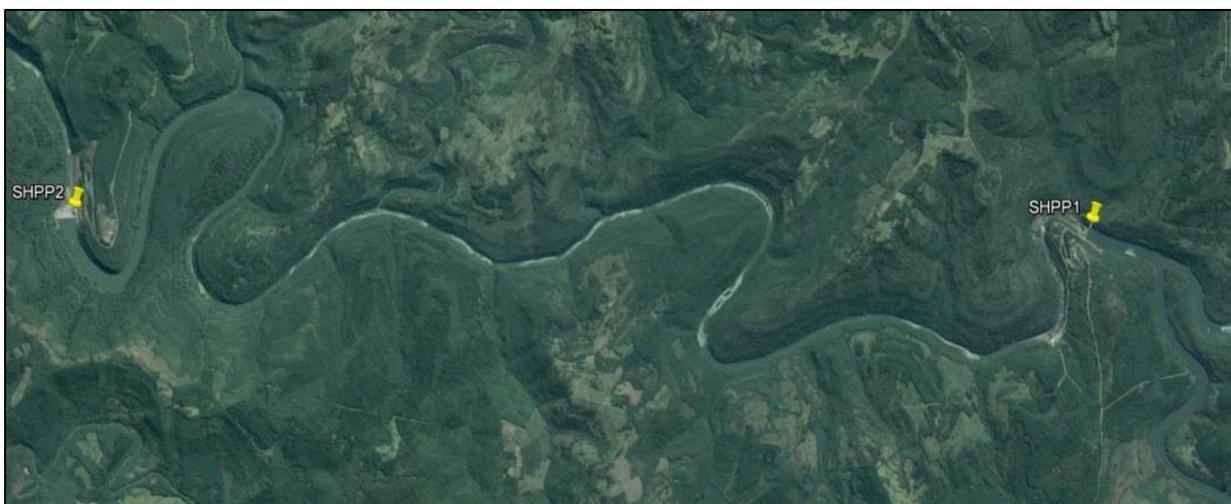
As PCHs em estudo neste trabalho estão localizadas no rio das Antas, na Bacia Hidrográfica do Atlântico Sul e Sub-Bacia Taquari-Antas no estado do Rio Grande do Sul, conforme a Figura 12. O rio das Antas tem suas nascentes nos municípios de Cambará do Sul e Bom Jesus, no extremo leste do Planalto dos Campos Gerais, as nascentes do rio das Antas estão situadas a cerca de 1200 m de altitude.



**Figura 12: Mapa da Sub-Bacia Taquari-Antas**  
**Fonte: CERAN – Companhia Energética Rio das Antas**

Os principais afluentes pela margem esquerda são Tainhas, Camisas e Lajeado Grande, e pela margem direita, os rios Ituim, Carreiro, Guaporé, Quebra-Dentes e Forqueta.

A PCH situada a montante da cascata é denominada SHPP1, localizada a aproximadamente 950 m a jusante da confluência com o rio Tainhas, na divisa dos municípios de Bom Jesus e São Francisco de Paula. O reservatório da PCH SHPP1 possui uma área de drenagem de 3.457 km<sup>2</sup>, está situada a 22 km de distância da PCH a jusante, denominada SHPP2, localizada no rio das Antas, entre os municípios de Monte Alegre dos Campos (margem direita) e São Francisco de Paula (margem esquerda). O reservatório da PCH SHPP2 possui uma área de drenagem de 3.809 km<sup>2</sup>, conforme a Figura 13.



**Figura 13: Configuração da cascata**  
**Fonte: Google Earth, 2014.**

Ambas as usinas fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia e estão sujeitas as penalidades da Portaria n° 463/2009 do Ministério de Minas e Energia e da Resolução Normativa n°409/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Na Figura 14 é possível visualizar o histórico de precipitação média mensal dos últimos 30 anos na Bacia Hidrográfica do rio das Antas, verifica-se que não há muitas variações na taxa de precipitação, ou seja, os períodos chuvosos e secos não são bem definidos, devido a isso, observa-se a importância do aperfeiçoamento do modelo de geração de curto prazo para evitar perdas por vertimento, ou até mesmo para o planejamento de manutenção nas unidades geradoras.



Figura 14: Precipitação média mensal  
Fonte: Somar Meteorologia, 2014.

A PCH SHPP1 possui quatro unidades geradoras com 7,5MW de potência cada, totalizando uma potência de 30 MW, todas as unidades são acionadas por turbinas Francis Horizontal com vazão nominal unitária de 22 m<sup>3</sup>/s, possuindo uma vazão máxima de 88 m<sup>3</sup>/s quando todas as unidades estiverem operando em plena carga. A PCH SHPP2 possui duas unidades geradoras de 14,50 MW cada, totalizando uma potência de 29 MW, ambas as unidades são acionadas por turbinas Kaplan S com vazão nominal unitária de 60 m<sup>3</sup>/s, possuindo uma vazão máxima de 120 m<sup>3</sup>/s, as características construtivas das usinas estão demonstradas na Tabela 5.

Tabela 5: Características construtivas das usinas

Características Construtivas	SHHP1	SHHP2
Geração Máxima (MWh)	30,00	29,00
Geração Mínima (MWh)	6,00	4,50
Vazão Máxima Turbinada (m <sup>3</sup> /s)	88,00	120,00
Vazão Mínima Turbinada (m <sup>3</sup> /s)	17,08	18,60
Vazão ambiental (m <sup>3</sup> /s)	4,40	0,00
Rendimento Turbina / Gerador $\eta$	0,9114	0,9021
Queda Líquida (m)	38,13	27,31
Volume Máximo dos Reservatórios (hm <sup>3</sup> )	1,86	0,733
Volume Mínimo dos Reservatórios (hm <sup>3</sup> )	0,05	0,054
Volume Inicial dos Reservatórios (hm <sup>3</sup> )	1.80	0.700

Devido à elevação do nível da jusante foi realizado a correção na queda líquida das duas PCHs, utilizando a Equação 4.

Para a SHPP2 não existe vazão ambiental, devido a casa de força ser incorporada a barragem, desta forma, quando a usina não estiver em operação será necessário manter uma vazão mínima a jusante do barramento, denominada de vazão emergencial, cujo valor é 12,5 m<sup>3</sup>/s. Essa vazão é proveniente de uma válvula dispersora instalada na barragem.

## 5.2 RESTRIÇÕES DO PROBLEMA

O planejamento de geração de curto prazo para PCHs refere-se ao período de tempo de um dia a uma semana com a geração discretizada de hora em hora, no caso de usinas em cascata, a capacidade de armazenamento dos reservatórios é considerado pequeno se comparado com as UHEs, devido a isso, observa-se a importância da regularização da água contida no reservatório.

Segundo Moreno (2012b), para se obter a máxima geração de energia é necessário a utilização adequada dos recursos hídricos, combinada ao melhor ponto de operação das turbinas versus queda líquida. O modelo matemático utilizado neste trabalho, tem como função objetivo a Equação 6:

$$\max F = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{24} 0,00981 \eta_i H_{i,j} Q_{i,j} \quad (6)$$

Onde:

$m$  é o número total de usinas hidrelétricas em cascata;

$\eta_i$  é o rendimento do conjunto turbina/gerador;

$H_{i,j}$  representa a queda líquida (m);

$Q_{i,j}$  é a vazão afluyente da usina (m<sup>3</sup>/s).

Neste trabalho, foram adotados valores fixos de rendimento turbina/gerador e queda líquida. O algoritmo tem como restrição as faixas de valores de potência permitidas no conjunto turbina/gerador, conforme as características técnicas desses equipamentos. A queda líquida foi fixada, pois o reservatório tem uma pequena faixa de operação (deplecionamento inferior a 2 metros), sendo feito a correção através da Equação 4, não impactando assim no resultado final.

Para realizar a otimização de uma planta hidrelétrica, deve-se levar em consideração as restrições que serão implementadas no problema, dependendo dos tipos de restrições o modelo pode ter um grau de complexidade maior. As restrições para esse problema são de ordem técnica e ambiental, as restrições técnicas estão relacionadas com a potência máxima e mínima disponível pelo conjunto turbina/gerador, já a restrição ambiental está relacionada com a vazão defluente das usinas, ou seja, a vazão de água despejada a jusante. Neste caso em estudo, as restrições são descritas da seguinte forma:

- a) Limites das potências das usinas (por unidade geradora):

$$P_{j,min} \leq P_j^t \leq P_{j,max} \quad (7)$$

Onde:

$$P_j^t = 0,00981\eta_i H_{i,j} Q_{i,j} \quad (8)$$

- b) Limites da vazão turbinada:

$$Q_{j,min} \leq Q_{i,j} \leq Q_{j,max} \quad (9)$$

- c) Limites do volume armazenado no reservatório:

$$V_{i,min} \leq V_{i,j+1} \leq V_{i,max} \quad (10)$$

- d) Volume inicial e final do reservatório para o período de um dia:

$$V_{i,1} = V_{i,inicial} \quad (11)$$

$$V_{i,25} = V_{i,final} \quad (12)$$

- e) Equação de equilíbrio dinâmico da água em cada reservatório:

$$V_{i,j+1} = V_{i,j} - (Q_{i,j} + q_i + S_{i,j})\Delta_t + \sum_{k \in K_i} (Q_{k,j} + S_{k,j} + I_j)\Delta_t \quad (13)$$

Onde:

$K$  é o conjunto de reservatórios a montante da usina  $i$ ;

$k$  usina hidrelétrica  $\in K$ ;

$i$  índice de usinas hidrelétricas, de modo que  $i = 1, \dots, m$ ;

$j$  índice de tempo, de modo que  $j = 1, 2, \dots, n = 24$ ;

$P_{j,min}$  é a mínima geração de energia da usina hidrelétrica (kWh);

$P_{j,max}$  é a máxima geração de energia da usina hidrelétrica (kWh);

$P_t^j$  é a geração de energia da usina (kWh);

$Q_{j,min}$  é a mínima vazão turbinada da usina hidrelétrica ( $m^3/s$ );

$Q_{j,max}$  é a máxima vazão turbinada da usina hidrelétrica ( $m^3/s$ );

$Q_{i,j}$  é vazão afluyente da usina hidrelétrica ( $m^3/s$ );

$V_{i,min}$  é o volume mínimo de água no reservatório ( $hm^3$ );

$V_{i,max}$  é o volume máximo de água no reservatório ( $hm^3$ );

$V_{i,j}$  é o volume de água no reservatório  $i$  no final da hora  $j$  ( $hm^3$ );

$q_i$  é a vazão mínima necessária para usos consultivos a jusante ( $m^3/s$ );

$S_{i,j}$  é a vazão vertida da usina hidrelétrica ( $m^3/s$ );

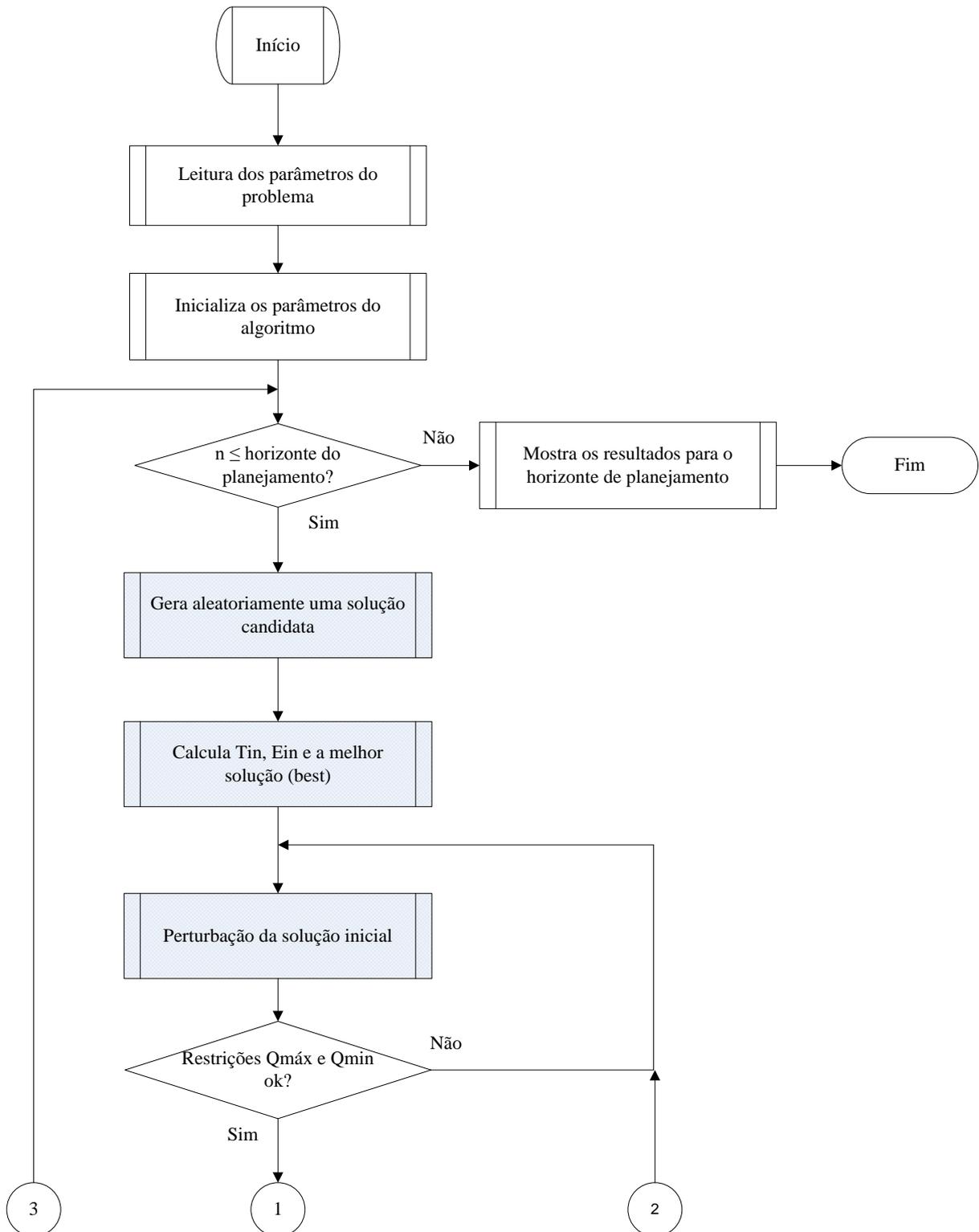
$I_j$  é a vazão afluyente natural ao reservatório da usina hidrelétrica ( $m^3/s$ );

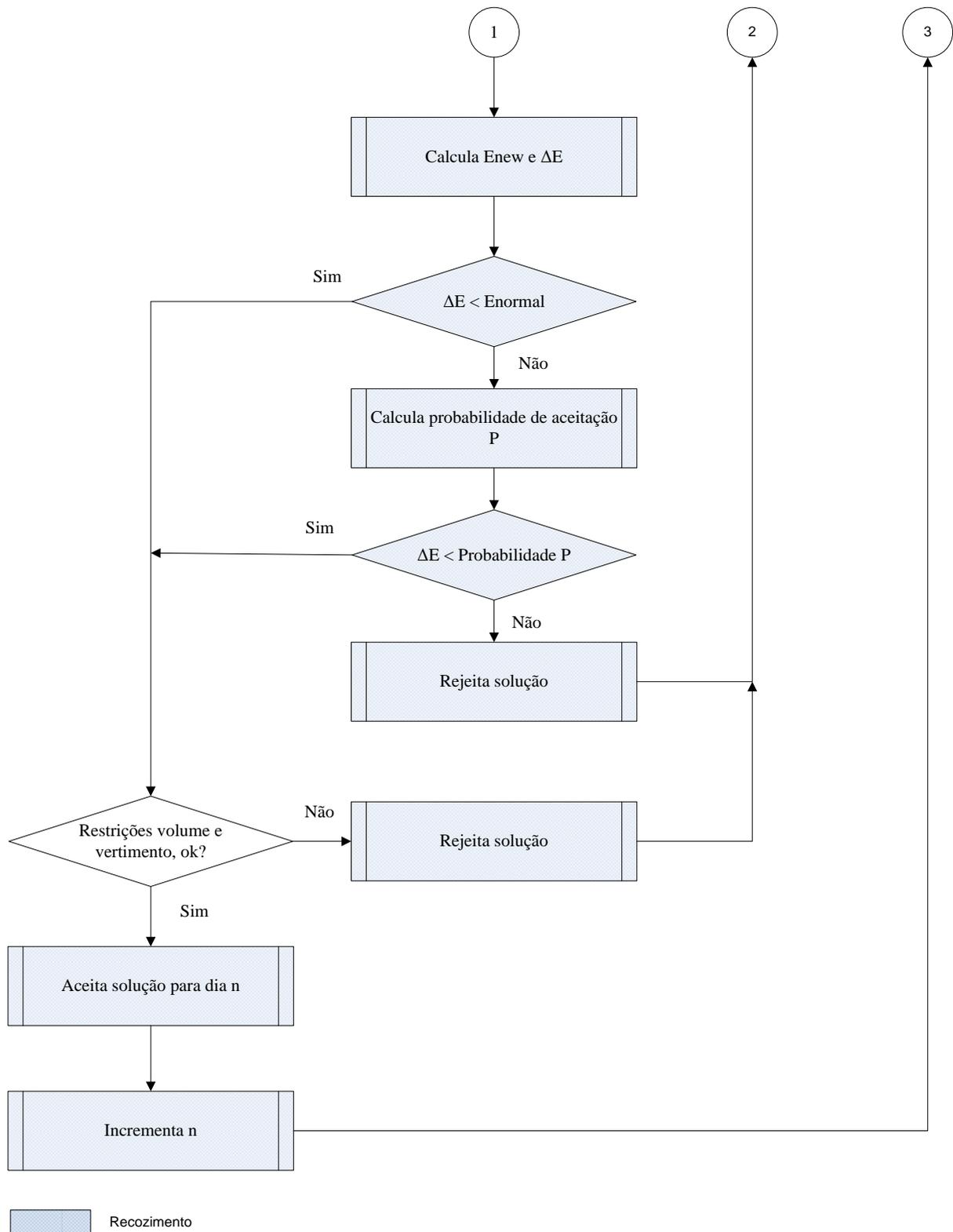
$\Delta_t$  é o período de tempo (3600s);

A equação do balanço hídrico (13) relaciona armazenamento e saída: armazenamento do reservatório no final do estágio  $j$ , início da fase  $j + 1$ , é igual ao volume inicial do reservatório menos o volume descarregado para a jusante (vazão turbinada, vazão vertida e a vazão necessária para usos consultivos à jusante) mais os volumes de vazões afluentes (provenientes de chuva, lançamentos de plantas a montante e fluxo natural do rio). O fator de conversão,  $\Delta_t$ , é aplicado para converter as unidades de fluxo de água ( $m^3/s$ ) em unidades de volume de água ( $m^3$ ).  $K_i$  é o conjunto de reservatórios a montante da usina  $i$  e na equação (13) é levado em conta a liberação de água das usinas hidrelétricas  $k$  a montante da usina  $i$ .

### 5.3 FLUXOGRAMA DO ALGORITMO

As etapas do algoritmo estão demonstradas no fluxograma da Figura 15.





**Figura 15: Fluxograma do algoritmo implementado.**

Na primeira etapa é realizada a leitura dos parâmetros do problema, sendo eles: vazão mínima e máxima turbinada pela SHPP1 e SHPP2 ( $Q_{j,\min}$  e  $Q_{j,\max}$ ); Potência mínima e máxima da SHPP1 e SHPP2 ( $P_{j,\min}$  e  $P_{j,\max}$ ); Vazão ambiental para a SHPP1 e SHPP2 ( $q_i$ ); Vazão vertida de SHPP1 e SHPP2 ( $S_{i,j}$ ); Vazão turbinada de SHPP1 ( $Q_{\text{turbSHPP1}}$ ); Volume mínimo e máximo dos reservatórios das usinas ( $V_{i,\min}$  e  $V_{i,\max}$ ); Foi considerado um valor inicial para o deplecionamento dos reservatórios ( $V_{i,j}$ ).

Com os parâmetros do problema definidos o algoritmo realiza na segunda etapa a inicialização dos parâmetros do Recozimento Simulado, sendo eles: o critério de parada é a temperatura mínima ( $T_{\min} = e^{-10}$ ); número máximo de rejeições para uma determinada temperatura ( $\text{Max}_{\text{rej}} = 1000$ ); velocidade de decaimento da temperatura ( $\alpha = 0,95$ ); número máximo de perturbações na solução inicial ( $\text{Max}_{\text{run}} = 900$ ); número máximo de sucessos por iteração ( $\text{Max}_{\text{accept}} = 850$ ); energia normal para atingir o equilíbrio ( $E_{\text{normal}} = -e^{-10}$ ). Após isso o programa avalia os dias do horizonte de planejamento e inicia o processo de otimização do algoritmo.

## 5.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para o processo de otimização de operação das PCHs, o horizonte de planejamento adotado foi de cinco dias de geração que é um prazo tecnicamente viável, visto que as previsões de vazões para este prazo são possíveis através de recursos de previsões de afluência naturais já utilizados por empresas do setor elétrico brasileiro.

A série de vazões médias horárias oriundas dos registros históricos do proprietário da usina, que compreendem o período de 03/11/2014 a 07/11/2014, foram utilizadas para a simulação, conforme Tabela 6.

Tabela 6: Vazões médias horárias para simulação do modelo de otimização

Vazões médias horárias (m <sup>3</sup> /s)					
Hora	1º Dia	2º Dia	3º Dia	4º Dia	5º Dia
01:00	39,28	89,14	91,29	117,47	92,58
02:00	39,28	89,14	91,82	113,59	93,10
03:00	38,90	89,14	97,37	110,76	92,79
04:00	39,28	89,14	119,37	107,79	93,24
05:00	39,28	88,81	140,27	105,89	94,09
06:00	39,28	88,94	154,98	102,05	94,56
07:00	38,93	88,75	164,08	100,61	94,94
08:00	39,28	89,12	167,90	98,65	94,64
09:00	56,64	89,14	171,66	97,17	97,46
10:00	56,92	88,90	170,98	96,16	98,77
11:00	56,92	88,75	171,47	95,46	100,88
12:00	56,92	88,87	169,44	95,04	104,19
13:00	56,92	89,14	167,82	95,07	107,36
14:00	74,56	89,14	168,65	93,50	110,33
15:00	89,38	88,96	163,23	93,10	114,14
16:00	89,52	89,33	158,34	92,80	115,80
17:00	89,52	88,80	152,44	92,60	117,29
18:00	89,52	89,52	147,83	92,43	119,70
19:00	89,64	89,52	141,50	92,43	121,79
20:00	89,20	89,52	135,91	91,70	121,79
21:00	89,52	89,52	132,44	92,40	121,19
22:00	89,52	89,52	128,17	91,68	120,88
23:00	89,17	89,52	123,70	92,58	121,58
00:00	89,14	89,52	120,11	92,54	119,54

As vazões da Tabela 6 foram agrupadas em arquivo denominado Qaflu.DAT, na forma de uma matriz, para facilitar a leitura pelo algoritmo desenvolvido no *software MatLab*<sup>®</sup>, utilizado para a implementação do Recozimento Simulado. Segundo SOUSA (1998), devido à natureza estocástica do algoritmo de Recozimento Simulado, a qualidade dos resultados depende da qualidade do gerador de números aleatórios, desta forma, é comum na literatura, utilizar os valores médios dos resultados obtidos durante um grupo de simulações (geralmente no mínimo 10 simulações). Os valores são mostrados na Tabela 7 para a SHPP1 e na Tabela 8 para a SHPP2.

Tabela 7: Resultados da Simulação para SHPP1

<b>Simulação para Usina SHPP1 (MWh)</b>					
<b>Dia</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>1ª Simulação</b>	581,48	685,46	685,18	694,54	515,34
<b>2ª Simulação</b>	630,01	576,34	632,89	356,26	512,70
<b>3ª Simulação</b>	433,29	672,71	144,53	713,96	704,37
<b>4ª Simulação</b>	568,03	622,81	142,57	543,67	506,91
<b>5ª Simulação</b>	649,45	686,53	635,96	558,51	706,73
<b>6ª Simulação</b>	637,59	645,95	676,18	710,04	669,32
<b>7ª Simulação</b>	439,07	702,53	670,31	665,09	484,69
<b>8ª Simulação</b>	588,68	672,64	701,66	459,99	636,66
<b>9ª Simulação</b>	512,05	664,80	582,61	293,42	611,61
<b>10ª Simulação</b>	528,99	700,45	680,45	499,00	593,37
<b>Média</b>	556,86	663,02	555,24	549,45	594,17
<b>Máximo</b>	649,45	702,53	701,66	713,96	706,73
<b>Mínimo</b>	433,29	576,34	142,57	293,42	484,69

Tabela 8: Resultados da Simulação para SHPP2

<b>Simulação para Usina SHPP2 (MWh)</b>					
<b>Dia</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>1ª Simulação</b>	446,17	444,94	575,22	321,59	587,01
<b>2ª Simulação</b>	492,71	382,24	573,14	300,17	437,90
<b>3ª Simulação</b>	288,99	264,19	155,25	335,84	618,03
<b>4ª Simulação</b>	416,76	117,96	147,81	551,27	413,62
<b>5ª Simulação</b>	546,84	506,45	529,00	266,26	486,27
<b>6ª Simulação</b>	426,97	434,04	309,97	431,01	214,48
<b>7ª Simulação</b>	273,94	465,10	493,65	558,84	545,25
<b>8ª Simulação</b>	458,08	471,79	610,79	461,24	489,73
<b>9ª Simulação</b>	331,40	433,27	426,17	362,94	582,03
<b>10ª Simulação</b>	361,56	512,96	509,24	494,64	522,74
<b>Média</b>	404,34	403,30	433,02	408,38	489,71
<b>Máximo</b>	546,84	512,96	610,79	558,84	618,03
<b>Mínimo</b>	273,94	117,96	147,81	266,25	214,48

Os valores simulados são comparados com os valores reais de geração das usinas, produzidos em cinco dias de operação coincidentes com o histórico de vazões utilizado. A energia real produzida no período de 03/11/2014 a 07/11/2014 pelas usinas SHPP1 e SHPP2 está registrada na Tabela 9, esses valores não são otimizados por nenhum programa ou algoritmo de otimização.

Tabela 9: Energia Real Gerada

<b>Dia</b>	<b>SHPP1 (MWh)</b>	<b>SHPP2 (MWh)</b>
<b>1</b>	512,92	398,43
<b>2</b>	582,12	475
<b>3</b>	412,66	330,74
<b>4</b>	321,97	242,68
<b>5</b>	297,3	229,8
<b>Total</b>	2.126,97	1.676,65

Para a verificação da eficácia do método de otimização, são comparados os valores médios da simulação com os valores reais gerados pelas usinas, para uma melhor visualização da comparação é feito uma valoração financeira do excedente gerado pela otimização da operação. Para isso foi utilizado o valor atual do MWh comercializado ao PLD, afim de quantificar os resultados.

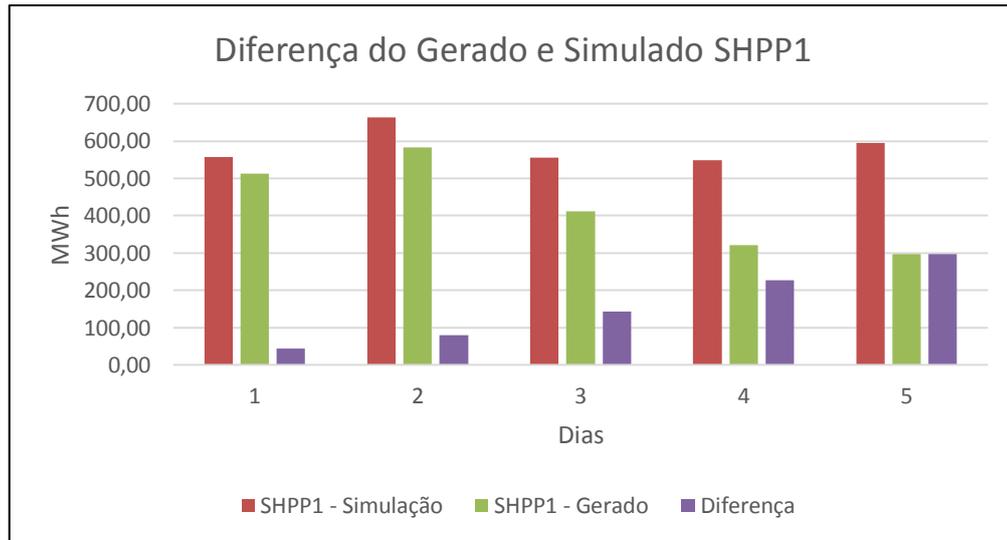
No dia 25/11/2014 a ANEEL aprovou o novo valor teto para comercialização ao PLD que tem vigência ao longo do ano de 2015. A correção alterou o teto máximo, que em 2014 estava em R\$822,83 para R\$388,48 por MWh, uma redução de 47,21%. O teto mínimo também foi revisado, o mesmo passou de R\$15,62 para R\$30,26 o MWh comercializado no mercado de curto prazo ao PLD. Essas comparações estão descritas na Tabela 10 para a SHPP1 e na Tabela 11 para a SHPP2.

Tabela 10: Diferença SHPP1

<b>Dia</b>	<b>Simulação (MWh)</b>	<b>Gerado (MWh)</b>	<b><math>\Delta</math> (MWh)</b>
<b>1</b>	556,86	512,92	43,94
<b>2</b>	663,02	582,12	80,90
<b>3</b>	555,24	412,66	142,58
<b>4</b>	549,45	321,97	227,48
<b>5</b>	594,17	297,30	296,87
<b>Total</b>	2.918,74	2.126,97	791,76

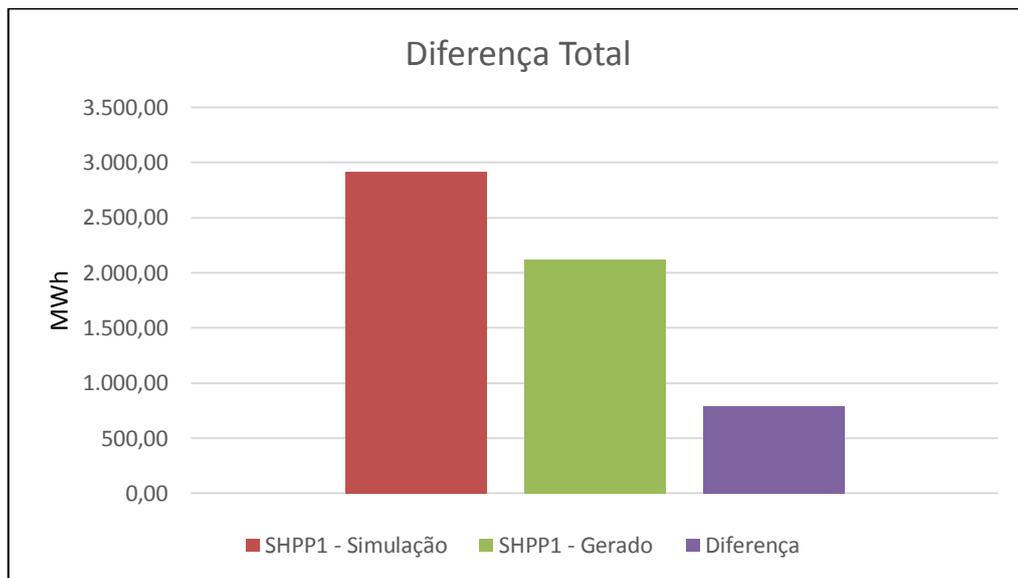
Para a usina SHPP1 houve um incremento de geração da ordem de 791,76 MWh através da aplicação do algoritmo de otimização, ou seja 37,23% de incremento na geração da usina no horizonte de cinco dias de planejamento. Ao se considerar o valor atual do MWh no mercado de curto prazo, liquidado ao PLD de R\$388,48 (CCEE - acessado em 06/01/2015), o ganho monetário gerado pela otimização seria de R\$307.582,92. Deve-se considerar além do possível ganho monetário, a mitigação do risco de perda de Garantia Física (GF), dado que a otimização proporciona um incremento na Geração Média (GM) histórica (variável utilizada para verificar se a usina será ou não penalizada pela Portaria 463/2009 e ou/ Resolução 409/2010 através da relação GM/GF).

Para uma melhor visualização do desempenho obtido, a Figura 16 relaciona a comparação dos valores simulados e gerados e também da diferença entre eles.



**Figura 16: Gráfico da diferença da energia gerada e simulada para SHPP1.**

Na Figura 17 é possível observar a diferença total entre a geração real, registrada para a usina SHPP1, e o valor obtido através da simulação da operação, após otimização realizada através do algoritmo Recozimento Simulado.



**Figura 17: Gráfico da diferença total entre a energia gerada e simulada para SHPP1.**

Para a usina SHPP2, a Tabela 11 mostra os resultados da energia gerada pela simulação e a energia real produzida registrada nos medidores de faturamento da usina, além da diferença entre esses valores. Houve um incremento de 462,10 MWh, ou seja 27,56% em relação ao real produzido. Ao realizar a mesma valoração financeira feita para a SHPP1, no mercado de curto prazo, onde foi considerado o valor do PLD de R\$388,48 (CCEE - acessado

em 06/01/2015), o ganho proporcionado pela otimização seria da ordem de R\$ 179.516,61 para os cinco dias de operação na SHPP2.

Para a melhor observação, a Figura 18 demonstra o gráfico da comparação dos valores simulados e gerados e também da diferença entre eles.

Tabela 11: Diferença SHPP2

Dias	Simulação (MWh)	Gerado (MWh)	$\Delta$ (MWh)
1	404,34	398,43	5,91
2	403,30	475	-71,70
3	433,02	330,74	102,28
4	408,38	242,68	165,70
5	489,71	229,8	259,91
<b>Total</b>	<b>2.138,75</b>	<b>1.676,65</b>	<b>462,10</b>

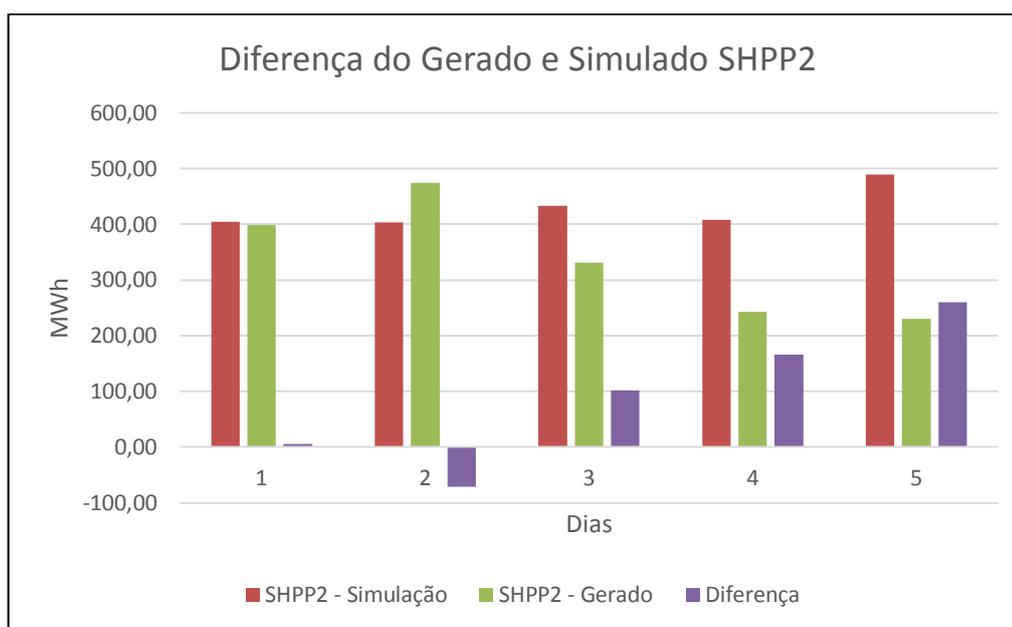
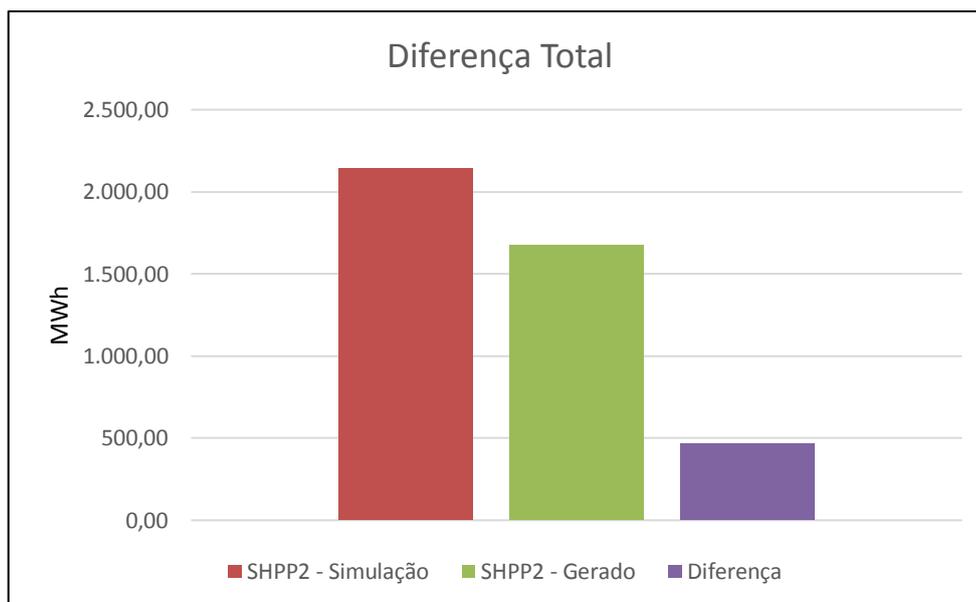


Figura 18: Gráfico da diferença da potência gerada e simulada para SHPP2.

Observa-se na Figura 18 que o algoritmo aceita movimentos de piora para obter a geração máxima da usina para o período em estudo, sempre trabalhando dentro das restrições impostas, conforme exemplificado na seção 5.2. Como exemplo, é possível observar que no segundo dia de operação, o valor simulado foi menor que o valor gerado na usina, mas o total da geração simulada nos cinco dias de operação é maior que a energia registrada nos medidores de faturamento da SHPP2, para o mesmo período de tempo. O ganho total é representado pelo na Figura 19.



**Figura 19:** Gráfico da diferença total entre a potência gerada e simulada para SHPP2.

Após a análise e comparação dos resultados, comprova-se a eficácia do método de otimização utilizado. O ganho de geração da cascata, durante o período de cinco dias, foi de 1253,87 MWh. Considerando o valor atual do MWh no PLD de R\$388,48 o montante total em reais que o proprietário das usinas poderia ter lucrado, é da ordem de R\$487.103,42, caso esta energia fosse negociada no mercado de curto prazo.

O objetivo principal deste trabalho é realizar a otimização de geração para o curto prazo, porém, para verificar a eficácia do método proposto, aumentou-se o horizonte de simulação para 12 meses, porém como os últimos dois meses desse intervalo foram de vazões afluentes superiores à média histórica, ou seja, a geração foi máxima e a otimização não faria diferença, foi adotado um período de 10 meses (de Janeiro à Outubro). A Tabela 12 mostra os valores de vazões médios mensais, a média das vazões foram obtidas através dos registros horários verificados na usina.

Tabela 12: Vazões médias mensais

Vazões médias mensais (m <sup>3</sup> /s)	
Meses	Vazão
Janeiro	134,86
Fevereiro	80,55
Março	91,57
Abril	56,37
Maio	43,43
Junho	131,35
Julho	108,76
Agosto	58,82
Setembro	116,46
Outubro	147,35

Após a aplicação do algoritmo, foram obtidos os dados abaixo:

Tabela 13: Otimização para 10 meses SHPP1

Meses	Simulação (MWh)	Gerado (MWh)	$\Delta$ (MWh)
<b>Janeiro</b>	22.240,52	17.149,82	5.090,70
<b>Fevereiro</b>	17.513,49	13.189,84	4.323,66
<b>Março</b>	16.907,59	17.933,93	-1.026,33
<b>Abril</b>	12.837,74	12.613,86	223,88
<b>Mai</b>	9.972,95	9.348,34	624,61
<b>Junho</b>	21.516,62	20.240,51	1.276,11
<b>Julho</b>	21.702,81	18.028,35	3.674,45
<b>Agosto</b>	13.878,04	12.833,50	1.044,54
<b>Setembro</b>	17.040,01	17.474,91	-434,90
<b>Outubro</b>	19.918,61	17.313,29	2.605,32
<b>Total</b>	173.528,38	156.126,35	17.402,04

Analisando os resultados para os 10 meses de geração de energia para a usina SHPP1, observa-se um incremento de 17.402,04 MWh ou seja, a otimização proporcionou um incremento de 11,15% no horizonte de 10 meses. Para a melhor observação, a Figura 20 demonstra o gráfico da comparação dos valores simulados e gerados e também da diferença entre eles.

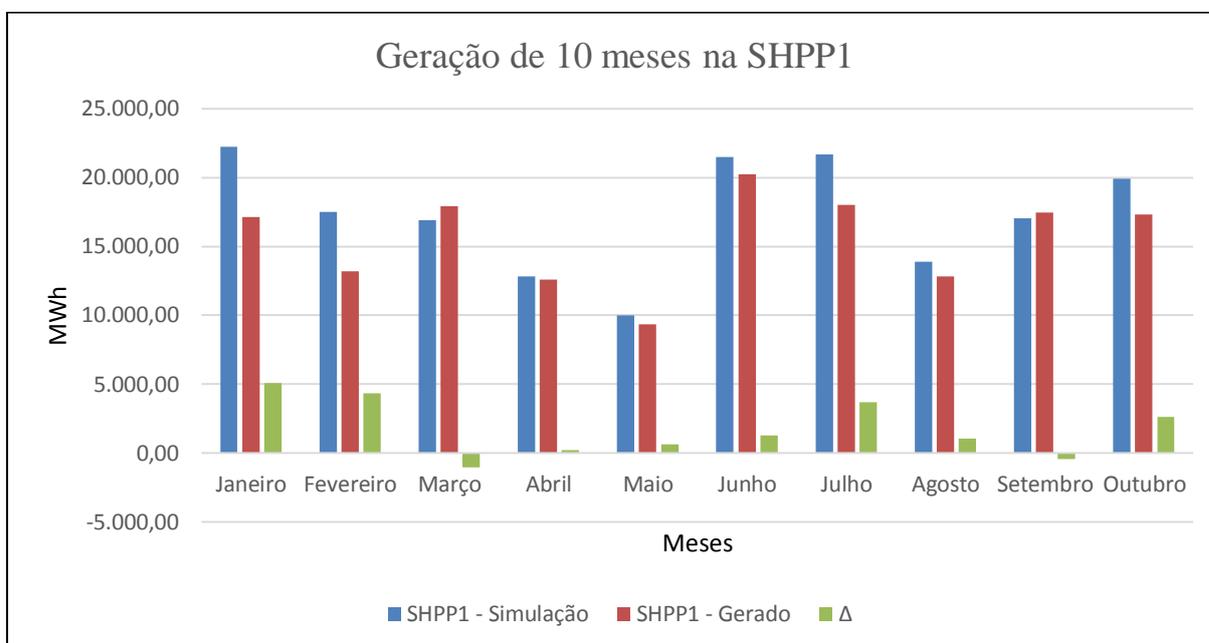


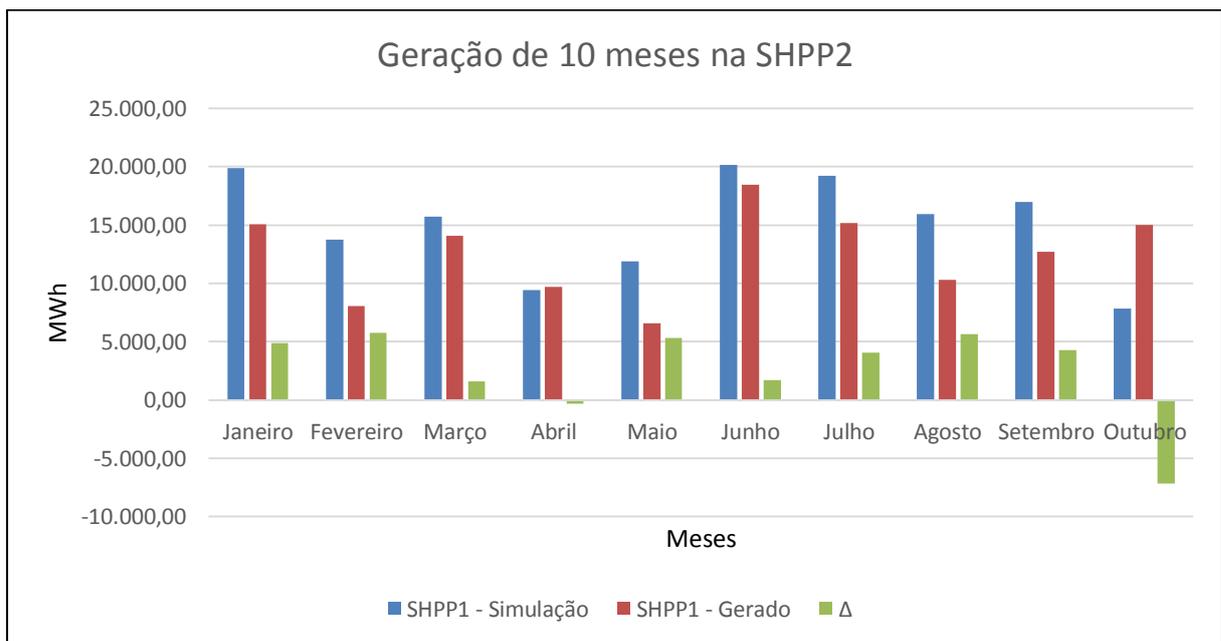
Figura 20: Gráfico da diferença entre a energia gerada e simulada para SHPP1.

Analogamente, para a usina SHPP2, em um horizonte de 10 meses, os resultados estão representados na Tabela 14.

Tabela 14: Otimização para 10 meses SHPP2

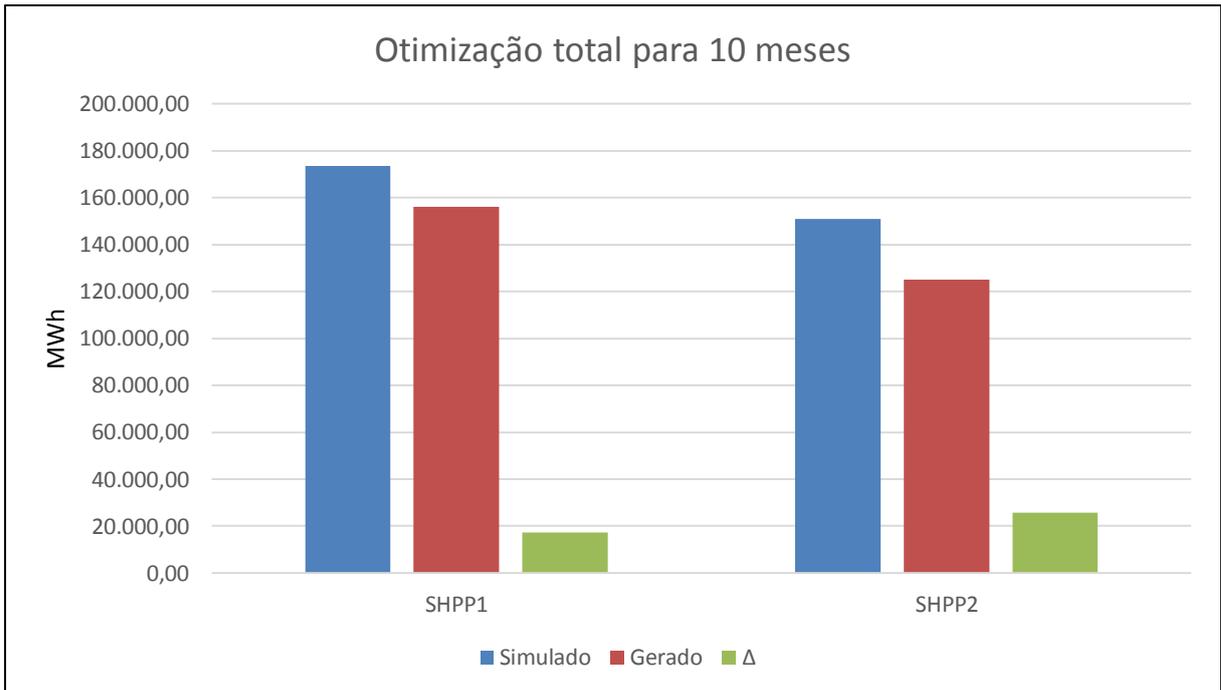
Meses	Simulação (MWh)	Gerado (MWh)	$\Delta$ (MWh)
<b>Janeiro</b>	19.888,56	15.039,26	4.849,29
<b>Fevereiro</b>	13.768,78	8.025,29	5.743,49
<b>Março</b>	15.698,21	14.100,78	1.597,43
<b>Abril</b>	9.404,64	9.706,49	-301,85
<b>Mai</b>	11.890,78	6.599,83	5.290,96
<b>Junho</b>	20.146,05	18.431,21	1.714,84
<b>Julho</b>	19.220,68	15.166,03	4.054,65
<b>Agosto</b>	15.927,29	10.279,73	5.647,56
<b>Setembro</b>	16.971,49	12.681,46	4.290,02
<b>Outubro</b>	7.842,48	15.002,55	-7.160,07
<b>Total</b>	150.758,96	125.032,63	25.726,33

Para a usina SHPP2, a otimização gerou um aumento de 25.726,33 MWh, que equivale a um incremento de 20,58% em comparação com o real gerado para os mesmos 10 meses de geração da usina. Para a melhor observação, a Figura 21 demonstra o gráfico da comparação dos valores simulados e gerados e também da diferença entre eles.



**Figura 21: Gráfico da diferença entre a energia gerada e simulada para SHPP2.**

O gráfico da Figura 22 relaciona os valores totais otimizados em 10 meses de geração de energia nas usinas SHPP1 e SHPP2.



**Figura 22: Gráfico da diferença total entre a energia gerada e simulada para SHPP1 e SHPP2.**

O total de energia gerada nos 10 meses de Janeiro à Outubro foi de 281.158,98 MWh pelas duas usinas sem a aplicação da técnica de otimização. Após a aplicação da técnica, a energia total gerada pelas usinas foi de 324.287,35 MWh, proporcionando um aumento de 15,34% na geração da cascata. Caso essa energia incremental fosse negociada no mercado de curto de prazo, liquidada ao PLD, tendo em vista o valor atual do MWh no PLD de R\$388,48 (CCEE - acessado em 06/01/2015), o ganho gerado pela otimização seria de R\$ 16.754.509,18.

Observa-se um excelente resultado ao se comparar ao baixo custo computacional para implementar a técnica de otimização, o que comprova a eficácia do método adotado para a otimização das duas PCHs em cascata.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

### 6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo principal deste trabalho era avaliar os resultados obtidos ao otimizar a geração de energia de curto prazo de duas PCHs em cascata com a aplicação de uma metaheurística conhecida na literatura por Recozimento Simulado. O algoritmo desenvolvido em *MatLab*<sup>®</sup>, busca maximizar uma função objetivo, que representa a função de produção de energia elétrica, tendo como restrições o uso racional de recursos hídricos, ou seja, maximizar a produção reduzindo o consumo dos insumos retirados dos reservatórios.

Nos capítulos iniciais, de 1 a 4, os autores buscaram apresentar a base teórica que fundamenta os assuntos correlatos ao trabalho. No Capítulo 1 e 2 foi feita uma introdução sobre agentes participantes do Mercado de Energia Elétrica no Brasil, além de apresentar as regulamentações e incentivos oferecidos as PCHs que participam do MRE. No capítulo 3, foram descritas as principais características técnicas das PCHs e também da modelagem matemática utilizada no algoritmo. O Capítulo 4 abordou de forma breve as características e tipos de Metaheurísticas existentes e aplicadas para otimização matemática, além de suas características, dando maior destaque para a técnica de Recozimento Simulado.

Após o embasamento teórico, o trabalho apresentou a implementação do algoritmo responsável pela otimização da geração de energia elétrica das usinas em cascata. Os resultados foram apresentados no Capítulo 5, onde se pode observar que, ao comparar os valores de geração obtidos através da otimização com os valores reais de geração das usinas, para o mesmo horizonte de planejamento, houve um ganho incremental na geração de curto prazo, resultando em um ganho de energia de 32,97% na configuração da cascata.

Para a melhor verificação dos resultados gerados pelo algoritmo, o horizonte de planejamento foi estendido para 12 meses, porém como os últimos dois meses desse intervalo foram de vazões afluentes superiores à média histórica, ou seja, a geração foi máxima e a otimização não fazia diferença, foi adotado um período de 10 meses. Para o período adotado, o resultado foi satisfatório tendo um incremento de geração de energia da cascata em 15,34%.

Ao avaliar os resultados obtidos frente às regras de mercado vigente, ou seja, ao aplicar a técnica proposta neste trabalho foi possível um incremento na geração média de ambas as usinas da cascata, mitigando desta forma possíveis penalizações futuras por baixo desempenho da geração histórica dessas usinas, pois para que as usinas participantes do MRE não tenham penalização em sua Garantia Física, conforme critérios de avaliação estabelecidos

pela Portaria nº 463/2009 e posteriormente possível exclusão do MRE, cujos critérios são elencados na Resolução nº 409/2010. É fundamental que se maximize a geração de forma que se obtenha um desempenho histórico satisfatório, para isso é necessário que a otimização da geração faça parte do dia-a-dia do planejamento de operação das PCHs.

## 6.2 RECOMENDAÇÕES

O trabalho atingiu os objetivos propostos, além de contribuir para a universalização do tema, dado a existência de poucos trabalhos voltados para a otimização de pequenos reservatórios, principalmente para o planejamento horário do despacho de geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas, mercado que atualmente sofre forte pressão regulatória, devido ao baixo desempenho que este tipo de empreendimento tem apresentado, após quase 10 anos de incentivos e investimentos do poder concedente.

Outro ponto relevante e de extrema importância para motivar a continuação e o desenvolvimento de estudos nesta área de pesquisa: durante a elaboração do presente trabalho, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 516/2014 de 19 de setembro de 2014, fazendo referência a novas penalidades a serem impostas as Pequenas Centrais Hidrelétricas, além das já existentes. Nesta nova proposta, as PCHs que venham sofrer redução de GF através da Portaria 463/2009, além de terem que arcar com os custos de aquisição de energia no mercado de curto prazo para atender o contrato de venda de energia descoberto (devido redução de GF), também terão que reembolsar a diferença entre o valor do preço do MWh liquidado ao valor do PLD e o valor do MRE durante um período de 12 meses.

Para muitos investidores, caso esta Nota Técnica torne-se uma Resolução, pode ser o início da inviabilização do setor de PCHs no mercado de energia renovável, isso devido à imprevisibilidade do fluxo de caixa, caso o agente de geração opte por não participar do MRE, para fugir das possíveis penalizações, diante disso, nota-se a necessidade de explorar o tema de forma a popularizar a aplicação de técnicas de otimização em pequenos reservatórios aplicando esta nova regulamentação como restrição.

## REFERÊNCIAS

ABRADEE, Módulo 1. **A Indústria de Energia Elétrica.**

Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/book/2-livro-1/4-livro-1> > Acesso em 05 jun. 2014.

\_\_\_\_\_, Módulo 2. **Quem é quem no setor elétrico nacional.**

Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/book/3-livro-2/5-livro-2> > Acesso em 05 jun. 2014.

\_\_\_\_\_, Módulo 6. **O mercado de energia elétrica.**

Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/book/7-modulo-6-o-mercado-de-energia-eletrica/9-livro-6> > Acesso em 05 jun. 2014.

ANEEL. **Critérios para o enquadramento de aproveitamento hidroelétrico como PCH.**

Dezembro de 2003. Resolução 652 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf> > Acesso em 29 out. 2013.

\_\_\_\_\_. **Metodologia para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para fins de participação no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.** Dezembro de 2009. Portaria n° 463 do Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2009463mme.pdf> > Acesso em 30 out. 2013.

\_\_\_\_\_. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 3° Edição de 2008. Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1689](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689) > Acesso em 02 nov. 2013.

\_\_\_\_\_. **Estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.** Agosto de 2010. Resolução Normativa n° 409 da ANEEL. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010409.pdf> > Acesso em 30 out. 2013.

\_\_\_\_\_. **Definição das instalações de geração hidroelétricas.** Fevereiro 2011.

Resolução Normativa 425 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2011425.pdf> > Acesso em 01 nov. 2013.

ARCE E., A. S., **Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica.** Tese de Doutorado. UNICAMP. 2006.

CCEE. Disponível em:

<[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico)>

Acesso em 30 out. 2013.

CERAN. Disponível em:

<<http://www.aguaesolo.com/Cases/CERAN>>

Acesso em 10 jan. 2015.

COLORNI, A.; DORIGO, M.; MANIEZZO, V. Il “*modelo formiche- unapprocio distribuito ai problemi di ottimizzazione combinatoria*. In: *Annual Conference Operational Research Society of Italy Operations Research and Knowledge-Based Models and Systems*. Riva del Garda, Italy, 1991

D’ARAÚJO, ROBERTO PEREIRA. **O setor elétrico brasileiro – uma aventura mercantil**. –Brasília: Confea, 2009.

DORIGO, M.; MANIEZO, V.; COLORNI, A. *The ant system: Optimization by a colony of cooperating ants*. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, n. Partb*, 1996.

DORIGO, M.; GAMBARDELLA, L. M. *Ant Colony System: A cooperative learning approach to the traveling salesman problem*. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, v. 1, n. 1, p. 53{66, 1997.

DOWSLAND, K. *Modern Heuristic Techniques for Combinatorial Problems – Simulated annealing*. [S.l.]: C.R Reeves, 1993. 20-69 p. BlackWell, 1993, London.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (2012)**.

FRITZEN, C. P. **Estimação da seção em falta e processamento de alarmes em sistemas de potência utilizando um sistema híbrido fundamentado na heurística construtiva e na programação inteira**. *Tese de Doutorado – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2012*.

GOOGLE EARTH. Disponível em:

< <https://earth.google.com/> >

Acesso em 11 jan. 2015.

IZQUIERDO, VANECI BRUSCH. **Uma proposta de Especificação Formal e Fundamentação Teórica para Simulated Annealing**. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. *Swarm Intelligence*. San Francisco, CA: Morgan Kaufmann Publishers, 2001. ISBN 1-55860-595-9.

KIRKPATRICK, S.; GELATT, C.; VECCHI, M. *Optimization by simulated annealing*. *American Association for the Advancement of Science*, 1983.

MARCATO, André, **Apostila – Dados Usinas Hidrelétricas, 2010**. Universidade Federal de Juiz de Fora

MARQUES, J. C. R., **Robust Design of Water Distribution Networks for a Proactive Risk and Uncertainty Management**. Tese de Doutorado. Universidade de Coimbra.2013.

MAUAD, F. F., **SHS – 115 Aproveitamentos Hidrelétricos, 2004**. Universidade De São Paulo – Escola de Engenharia de São Carlos.

MME. Disponível em:

< <http://www.mme.gov.br/mme> >

Acesso em 01 jul. 2014.

MORENO, S. R ; KAVISKI, E. **Otimização do Planejamento Hidroelétrico de Pequenas Centrais Hidrelétricas Através de Enxames de Partículas**. In: VIII CBPE, 2012, Curitiba. VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2012(a).

MORENO, S. R ; **Otimização do Planejamento Hidroelétrico de Pequenas Centrais Hidrelétricas Através de Enxames de Partículas**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental - UFPR, Curitiba, 2012(b).

NILTON, C. L. **O Impacto das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHS no Meio Ambiente**. Trabalho de Conclusão de Pós-Graduação. Universidade Federal de Lavras, 2009.

OLIVEIRA, Edimar et al. **Influência da Variação da Produtividade das usinas hidroelétricas no Cálculo da Energia Firme** – Universidade de Juiz de Fora – Campus UFJF – Faculdade De Engenharia 2009.

ONS. Disponível em:

< [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx) >

Acesso em 30 jun. 2014.

PORTAL PCH. Disponível em:

<<http://www.portalpch.com.br/index.php/component/content/category?id=93#U7nCUfldVYU>> Acesso em: 06 Jul. 2014

REIS, LINEU B. DOS. **Geração de Energia Elétrica: Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade**. Manole, Barueri, SP. 2003.

ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S.; Introdução a Metaheurísticas. In: 3º Congresso Temático de dinâmica e controle da SBMAC, Ilha Solteira. Anais...

SALMAZO, C. T., **Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema Copel**. Dissertação de Mestrado. UNICAMP.1997.

SARAMAGO, S. F. P.; **Métodos de Otimização Randômica: Algoritmo Genético e Simulated Annealing**, São Carlos, 2003.

SOARES, RICARDO L. **Projeto Conceitual de uma Turbina Hidráulica a Ser Utilizada na Usina Hidrelétrica Externa de Henry Borden**. UFRJ – Departamento de Engenharia Mecânica 2013.

SOMAR METEOROLOGIA. Disponível em:

<<http://www.somarmeteorologia.com.br>>

Acesso em 11 jan. 2015.

SOUSA, J. J. O.; CUNHA, M.; **Dimensionamento Otimizado de Redes Malhadas de Distribuição de Água**. Congresso Água, 1998, Associação Portuguesa de Recursos Hídricos.

VIEIRA, D.P., **Modelo Econômico de Programação Diária da Geração Considerando os Custos de Parada e Partida e Operação como Compensador Síncrono**. Dissertação de Mestrado. UTFPR 2007.

VOITH. Disponível em:

< <http://voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/turbinas-559.html> >

Acesso em 15 jun. 2014.

YANG, X.-S. **Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Application**. USA: John Wiley and Sons, 2010. Hardcover, 347 pages. ISBN 978-0-470-58246-6.